



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**MESTRADO ACADÊMICO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**RAPHAEL FERNANDES SALES COSTA**

**ADAPTAÇÃO DO MODELO GENÉRICO WECC DE AEROGERADORES PARA**  
**ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS ELETROME CÂNICOS PARA ATENDIMENTO AOS**  
**REQUISITOS REGULATÓRIOS DO OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA**  
**ELÉTRICO NO BRASIL**

**FORTALEZA**

**2021**

RAPHAEL FERNANDES SALES COSTA

ADAPTAÇÃO DO MODELO GENÉRICO WECC DE AEROGERADORES PARA ESTUDOS  
DE TRANSITÓRIOS ELETROMECAÂNICOS PARA ATENDIMENTO AOS REQUISITOS  
REGULATÓRIOS DO OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO NO BRASIL

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Energias Renováveis e Sistemas Elétricos

Orientadora: Prof. PhD. Ruth Pastôra Saraiva Leão

FORTALEZA

2021

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

---

- C875a Costa, Raphael Fernandes Sales.  
Adaptação do modelo genérico WECC de aerogeradores para estudos de transitórios eletromecânicos para atendimento aos requisitos regulatórios do operador nacional do sistema elétrico no Brasil / Raphael Fernandes Sales Costa. – 2021.  
136 f. : il. color.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2021.  
Orientação: Prof. Dr. Ruth Pastôra Saraiva Leão.
1. Transitórios eletromecânicos. 2. Controle de frequência. 3. Inércia sintética. 4. Sistemas de potência. 5. Energia eólica. I. Título.

CDD 621.3

---

RAPHAEL FERNANDES SALES COSTA

ADAPTAÇÃO DO MODELO GENÉRICO WECC DE AEROGERADORES PARA ESTUDOS  
DE TRANSITÓRIOS ELETROMECAÂNICOS PARA ATENDIMENTO AOS REQUISITOS  
REGULATÓRIOS DO OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO NO BRASIL

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Energias Renováveis e Sistemas Elétricos

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. PhD. Ruth Pastôra Saraiva Leão (Orientadora)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Domenico Sgrò  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

D.Sc. Fabricio Lucas Lirio  
Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL)

À minha família, Janaína, Alice e Ângelo. Aos meus pais, Costa e Gláucia. À minha irmã, Juliana.

## AGRADECIMENTOS

A Deus, pelo dom da vida.

À minha família, Janaína, Alice e Ângelo, meus pais Costa e Gláucia e minha irmã Juliana, por todo o suporte, compreensão e paciência durante o período do mestrado.

À Prof. PhD. Ruth Pastôra Saraiva Leão pela orientação em minha dissertação de mestrado, com direcionamentos e contribuições muito relevantes para o êxito do trabalho.

Aos colegas Deivid Marins e Dário Macedo, pela convivência e troca de experiências durante o período do mestrado.

Ao colega da UFC Jandson Paiva e ao engenheiro da ENEL Eudes Barbosa, pelo auxílio com a utilização da licença do ANAREDE.

Às empresas Inova Energy e Casa dos Ventos, pela flexibilização de carga horária, e incentivo ao desenvolvimento profissional, que me permitiram realizar o mestrado.

Ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará (UFC), pelo suporte fornecido para que os conhecimentos pretendidos no programa de mestrado fossem efetivamente adquiridos.

Ao Doutor em Engenharia Elétrica, Ednardo Moreira Rodrigues, e seu assistente, Alan Batista de Oliveira, pela adequação do *template* utilizado neste trabalho para que o mesmo ficasse de acordo com as normas da biblioteca da Universidade Federal do Ceará (UFC).

“Inteligência é a capacidade de se adaptar à mudança.”

(Stephen Hawking)

## RESUMO

O aumento de usinas eólicas com conversores de frequência e a consequente redução de usinas convencionais de geração de energia elétrica têm contribuído para a diminuição da inércia dos sistemas elétricos de potência (SEP), trazendo novos desafios à estabilidade dos sistemas elétricos. Estudos de estabilidade de sistemas de potência com usinas de geração conectadas à rede por conversores eletrônicos demandam grande esforço computacional. Para contornar as limitações computacionais para análise de SEP de médio e grande porte, bem como as questões relacionadas ao sigilo comercial dos modelos proprietários dos fabricantes de aerogeradores, o *Western Electric Coordinating Council* (WECC) desenvolveu modelos genéricos não proprietários de aerogeradores. Este trabalho propõe uma adaptação nos modelos genéricos WECC, com ajustes nos controles e parametrizações, necessários para estudos de estabilidade eletromecânica segundo os critérios regulatórios do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no Brasil. O objetivo do trabalho é demonstrar que o modelo genérico adaptado do aerogerador WECC é capaz de responder satisfatoriamente a desvios de frequência e tensão na rede externa à usina eólica. A avaliação da resposta do modelo WECC adaptado é feita no sistema teste IEEE de 5 barras, e em seguida um estudo de caso é realizado em uma sub-região do Sistema Interligado Nacional (SIN) correspondente ao estado do Ceará, para verificação da estabilidade de frequência do sistema. O sistema equivalente foi obtido a partir dos modelos do SIN disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com a utilização de ferramentas desenvolvidas em *Python* para selecionar as barras de interesse e injeções de potência ativa ou cargas equivalentes nas fronteiras. As simulações deste trabalho foram avaliadas situações com e sem a participação das usinas eólicas no controle de frequência. Nos estudos de caso analisados, verificou-se que a estabilidade do sistema pode ficar comprometida na ocorrência de uma grande perturbação quando as usinas eólicas não participam no controle de frequência. Os resultados de simulações mostram que usinas eólicas com o modelo adaptado são capazes de contribuir para o controle da frequência do SEP para os casos de desvios de frequência e sua resposta corresponde aos requisitos dos Procedimentos de Rede do ONS. Além disso, o modelo adaptado também suporta corretamente o tempo especificado para variações momentâneas de tensão de diferentes magnitudes, o que permite a sua utilização em sistemas de grande porte.

**Palavras-chave:** Transitórios eletromecânicos. Controle de frequência. Inércia sintética. Sistemas de potência. Energia eólica.

## ABSTRACT

The increase in wind farms with frequency converters and the consequent reduction in conventional power generation plants have contributed to the decrease in inertia of electrical power systems (EPS), bringing new challenges to the stability of electrical systems. Stability studies of power systems with generation plants connected to the grid by electronic converters demand great computational effort. To circumvent computational limitations for medium and large SEP analysis, as well as issues related to trade secrecy of wind turbine manufacturers' proprietary models, the *Western Electric Coordinating Council* (WECC) developed non-proprietary generic wind turbine models. This work proposes an adaptation in the WECC generic models, with adjustments in the controls and parameterizations, necessary for electromechanical stability studies according to the regulatory criteria of the National Electric System Operator (ONS) in Brazil. The objective of this work is to demonstrate that the generic model adapted from the WECC wind turbine is able to satisfactorily respond to frequency and voltage deviations in the network external to the wind farm. The evaluation of the response of the adapted WECC model is carried out in the IEEE 5-bus test system, and then a case study is carried out in a sub-region of the National Interconnected System (SIN) corresponding to the state of Ceará, to verify the stability of system frequency. The equivalent system was obtained from the SIN models provided by the Energy Research Company (EPE), using tools developed in *Python* to select the buses of interest and active power injections or equivalent loads at the borders. The simulations of this work were evaluated situations with and without the participation of wind farms in frequency control. In the case studies analyzed, it was found that the stability of the system can be compromised in the event of a major disturbance when wind farms do not participate in frequency control. The simulation results show that wind farms with the adapted model are able to contribute to the control of the SEP frequency in cases of frequency deviations and their response corresponds to the requirements of the ONS Grid Procedures. In addition, the adapted model also correctly supports the specified time for momentary voltage variations of different magnitudes, which allows its use in large scale systems.

**Keywords:** Generic wind turbine models. Frequency control. Synthetic inertia. Power systems. Wind energy.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Capacidade instalada de energia eólica no mundo. . . . .	17
Figura 2 – Estimativa do crescimento usinas eólicas no mundo, em GW. . . . .	18
Figura 3 – Matriz Energética Brasileira. . . . .	18
Figura 4 – Evolução da Capacidade de Energia Eólica instalada no Brasil. . . . .	19
Figura 5 – Frame utilizado para os geradores síncronos. . . . .	28
Figura 6 – Diagrama de blocos do <i>governor</i> . . . . .	28
Figura 7 – Diagrama de blocos do <i>AVR</i> . . . . .	29
Figura 8 – Comportamento da frequência de um sistema elétrico em resposta a uma perturbação. . . . .	31
Figura 9 – Topologias de aerogeradores. . . . .	36
Figura 10 – Curva $C_p \times \lambda$ para diferentes valores de $\beta$ . . . . .	40
Figura 11 – Relação entre $C_p$ , $C_t$ e $\lambda$ do aerogerador. . . . .	42
Figura 12 – Trem de Acionamento do Aerogerador. . . . .	42
Figura 13 – Requisitos de suportabilidade a variações de frequência. . . . .	48
Figura 14 – Requisitos de Inércia Sintética no código de rede brasileiro. . . . .	49
Figura 15 – Requisitos de suportabilidade a oscilações de tensão. . . . .	51
Figura 16 – Requisitos de LVRT e OVRT no código de rede brasileiro. . . . .	51
Figura 17 – Curvas de capacidade. . . . .	53
Figura 18 – Requisitos para Controle de Tensão. . . . .	54
Figura 19 – Requisitos para Controle de Potência Reativa. . . . .	54
Figura 20 – Circuitos do <i>Crowbar</i> e <i>Chopper</i> . . . . .	55
Figura 21 – Controle por inclinação ( <i>droop</i> ). . . . .	57
Figura 22 – Operação fora do ponto ótimo. . . . .	57
Figura 23 – Diagrama de blocos dos modelos de aerogeradores genéricos IEC. . . . .	60
Figura 24 – Diagrama de blocos dos modelos de aerogeradores genéricos WECC. . . . .	61
Figura 25 – Diagrama de blocos do controle de potência ativa (a) IEC e (b) WECC. . . . .	62
Figura 26 – Diagrama de blocos do controle de potência reativa (a) IEC e (b) WECC. . . . .	64
Figura 27 – Estrutura WECC Tipo 3. . . . .	67
Figura 28 – Estrutura WECC Tipo 4. . . . .	67
Figura 29 – Bloco WECC WTGAR_A. . . . .	68
Figura 30 – Bloco WECC WTGT_A. . . . .	69

Figura 31 – Bloco WECC WTGPT_A. . . . .	69
Figura 32 – Bloco WECC REEC_A. . . . .	71
Figura 33 – Bloco WECC WTGTRQ_A. . . . .	74
Figura 34 – Bloco WECC REGC_A. . . . .	75
Figura 35 – Bloco WECC REPC_A. . . . .	78
Figura 36 – Adaptação no bloco WECC REPC_A feita no software PowerFactory para atendimento aos requisitos de inércia sintética. . . . .	82
Figura 37 – Adaptação no bloco WECC REPC_A feita no software PowerFactory para atendimento aos requisitos de sobrefrequência. . . . .	84
Figura 38 – Estrutura do modelo genérico WECC Tipo 3 implementado no Power Factory. . . . .	85
Figura 39 – Diagrama de blocos de Protection. . . . .	85
Figura 40 – Suportabilidade a oscilações de tensão do modelo. . . . .	87
Figura 41 – Sistema IEEE 5 Barras. . . . .	88
Figura 42 – Sistema IEEE 5 Barras Adaptado. . . . .	89
Figura 43 – Fluxo de Carga calculado no sistema original. . . . .	91
Figura 44 – Resposta do sistema sem a participação da usina eólica no controle de frequência. . . . .	93
Figura 45 – Potência ativa da usina eólica. . . . .	93
Figura 46 – Potência ativa dos geradores G1 e G2. . . . .	94
Figura 47 – Potência reativa dos geradores G1 e G2. . . . .	95
Figura 48 – Tensões nas barras do sistema. . . . .	95
Figura 49 – Resposta do sistema com a participação da usina eólica no controle de frequência. . . . .	96
Figura 50 – Potência ativa da usina eólica. . . . .	97
Figura 51 – Potência ativa dos geradores G1 e G2. . . . .	97
Figura 52 – Potência reativa dos geradores G1 e G2. . . . .	98
Figura 53 – Tensões nas barras do sistema. . . . .	98
Figura 54 – Potência ativa da usina Eólica e Frequência do sistema. . . . .	99
Figura 55 – Potência ativa dos geradores G1 e G2. . . . .	100
Figura 56 – Potência ativa da usina eólica e tensão na barra em que esta está conectada. . . . .	101
Figura 57 – Potência ativa dos geradores G1 e G2. . . . .	102
Figura 58 – Tensões nas barras do sistema. . . . .	103

Figura 59 – Potência ativa da usina eólica e tensão na barra em que esta está conectada. . . . .	103
Figura 60 – Potência ativa dos geradores G1 e G2. . . . .	104
Figura 61 – Tensões nas barras do sistema. . . . .	105
Figura 62 – Potência ativa da usina eólica e tensão na barra à qual ela está conectada. . . . .	105
Figura 63 – Potência ativa dos geradores G1 e G2. . . . .	106
Figura 64 – Tensões nas barras do sistema. . . . .	106
Figura 65 – Sistema original do ANAREDE. . . . .	109
Figura 66 – Sistema reduzido utilizado para o estudo. . . . .	111
Figura 67 – Sistema reduzido utilizado para o estudo. . . . .	113
Figura 68 – Frequência do sistema, sem a participação das usinas eólicas no controle. . . . .	119
Figura 69 – Potência ativa das usinas eólicas durante o transitório. . . . .	120
Figura 70 – Potência ativa das usinas convencionais durante o transitório. . . . .	120
Figura 71 – Tensão nas barras do sistema. . . . .	121
Figura 72 – Frequência do sistema, com a participação das usinas eólicas no controle. . . . .	121
Figura 73 – Potência ativa das usinas eólicas durante o transitório. . . . .	122
Figura 74 – Potência ativa das usinas convencionais durante o transitório. . . . .	123
Figura 75 – Tensão nas barras do sistema. . . . .	124

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tipos de barra em um problema de fluxo de potência. . . . .	27
Tabela 2 – Descrição dos blocos do modelo IEC. . . . .	60
Tabela 3 – Descrição dos blocos do modelo WECC. . . . .	61
Tabela 4 – Parâmetros de tensão do bloco <i>protection</i> . . . . .	86
Tabela 5 – Dados do Sistema IEEE 5 Barras. . . . .	89
Tabela 6 – Casos do Deck de Fluxo de Carga da EPE. . . . .	108
Tabela 7 – Barras de fronteira do sistema equivalente. . . . .	111
Tabela 8 – Resultado do fluxo de carga para os geradores. . . . .	115
Tabela 9 – Resultado do fluxo de carga para as linhas de transmissão. . . . .	115
Tabela 10 – Resultado do fluxo de carga para os transformadores. . . . .	118

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>16</b>
<b>1.1</b>	<b>Energia eólica no mundo</b>	<b>16</b>
<b>1.2</b>	<b>Energia eólica no Brasil</b>	<b>17</b>
<b>1.3</b>	<b>Inércia sintética</b>	<b>18</b>
<b>1.4</b>	<b>Revisão bibliográfica</b>	<b>20</b>
<b>1.5</b>	<b>Objetivos</b>	<b>22</b>
<b>1.6</b>	<b>Organização do trabalho</b>	<b>23</b>
<b>2</b>	<b>ESTUDOS DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ELETROMECAÂNICA</b>	<b>24</b>
<b>2.1</b>	<b>Condições iniciais do sistema</b>	<b>25</b>
<b>2.2</b>	<b>Comportamento dinâmico do sistema</b>	<b>27</b>
<b>2.3</b>	<b>Controle de frequência de um sistema elétrico de potência</b>	<b>29</b>
<b>2.3.1</b>	<i>Níveis de controle de frequência</i>	<b>31</b>
<b>2.3.1.1</b>	<i>Resposta inercial</i>	<b>32</b>
<b>2.3.1.2</b>	<i>Controle primário</i>	<b>32</b>
<b>2.3.1.3</b>	<i>Controle secundário</i>	<b>33</b>
<b>2.3.1.4</b>	<i>Inércia sintética dos aerogeradores</i>	<b>33</b>
<b>3</b>	<b>AEROGERADORES</b>	<b>35</b>
<b>3.1</b>	<b>Classificação dos aerogeradores</b>	<b>35</b>
<b>3.2</b>	<b>Modelagem de aerogeradores de velocidade variável</b>	<b>38</b>
<b>3.2.1</b>	<i>Modelagem aerodinâmica</i>	<b>38</b>
<b>3.2.2</b>	<i>Modelagem do sistema mecânico</i>	<b>41</b>
<b>3.2.3</b>	<i>Modelagem do sistema elétrico</i>	<b>44</b>
<b>3.3</b>	<b>Requisitos regulatórios para operação de usinas eólicas</b>	<b>47</b>
<b>3.3.1</b>	<i>Limites de operação de frequência</i>	<b>48</b>
<b>3.3.2</b>	<i>Limites de operação de tensão</i>	<b>50</b>
<b>3.3.3</b>	<i>Controle de potência ativa</i>	<b>51</b>
<b>3.3.4</b>	<i>Controle de potência reativa</i>	<b>52</b>
<b>3.4</b>	<b>Estratégias de suportabilidade às variações de tensão de curta duração</b>	<b>54</b>
<b>3.5</b>	<b>Estratégias para emulação de inércia</b>	<b>56</b>

<b>4</b>	<b>MODELOS GENÉRICOS DE AEROGERADORES DE VELOCIDADE VARIÁVEL . . . . .</b>	<b>59</b>
<b>4.1</b>	<b>Principais tipos de modelos genéricos de aerogeradores . . . . .</b>	<b>59</b>
<b>4.1.1</b>	<i>Controle de potência ativa . . . . .</i>	<i>62</i>
<b>4.1.2</b>	<i>Controle de potência reativa . . . . .</i>	<i>63</i>
<b>4.1.3</b>	<i>Sistema de limitação de corrente . . . . .</i>	<i>65</i>
<b>4.2</b>	<b>Modelagem WECC . . . . .</b>	<b>66</b>
<b>4.2.1</b>	<i>Modelagem aerodinâmica (WTGAR_A) . . . . .</i>	<i>68</i>
<b>4.2.2</b>	<i>Modelagem do trem de acionamento (WTGT_A) . . . . .</i>	<i>68</i>
<b>4.2.3</b>	<i>Modelagem do controle pitch (WTGPT_A) . . . . .</i>	<i>68</i>
<b>4.2.4</b>	<i>Modelagem do controle P/Q (REEC_A) . . . . .</i>	<i>70</i>
<b>4.2.5</b>	<i>Modelagem do controle de torque (WTGTRQ_A) . . . . .</i>	<i>73</i>
<b>4.2.6</b>	<i>Modelagem do gerador/conversor (REGC_A) . . . . .</i>	<i>75</i>
<b>4.2.7</b>	<i>Modelagem do controle da planta (REPC_A) . . . . .</i>	<i>78</i>
<b>5</b>	<b>APLICAÇÕES DE MODELOS GENÉRICOS DE AEROGERADORES EM ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS ELETROMECAÑICOS . . . . .</b>	<b>81</b>
<b>5.1</b>	<b>Atendimento aos controles de frequência . . . . .</b>	<b>81</b>
<b>5.1.1</b>	<i>Proposta de inércia sintética . . . . .</i>	<i>81</i>
<b>5.1.2</b>	<i>Parametrização para atendimento a sobrefrequência . . . . .</i>	<i>83</i>
<b>5.2</b>	<b>Atendimento aos requisitos de suportabilidade de tensão . . . . .</b>	<b>84</b>
<b>6</b>	<b>UTILIZAÇÃO DO MODELO EM UM SISTEMA DE TESTE . . . . .</b>	<b>88</b>
<b>6.1</b>	<b>Condições iniciais - fluxo de carga . . . . .</b>	<b>90</b>
<b>6.2</b>	<b>Estudo de transitório eletromecânico . . . . .</b>	<b>92</b>
<b>6.2.1</b>	<i>Avaliação da estabilidade de frequência do sistema . . . . .</i>	<i>92</i>
<b>6.2.1.1</b>	<i>Inércia sintética . . . . .</i>	<i>92</i>
<b>6.2.1.2</b>	<i>Sobrefrequência . . . . .</i>	<i>98</i>
<b>6.2.2</b>	<i>Avaliação da suportabilidade a variações rápidas de tensão . . . . .</i>	<i>100</i>
<b>6.2.2.1</b>	<i>Afundamento de tensão . . . . .</i>	<i>101</i>
<b>6.2.2.2</b>	<i>Elevação de tensão de curta duração . . . . .</i>	<i>104</i>
<b>7</b>	<b>ESTUDO DE CASO NO ESTADO DO CEARÁ . . . . .</b>	<b>108</b>
<b>7.1</b>	<b>Obteção do sistema equivalente . . . . .</b>	<b>108</b>
<b>7.2</b>	<b>Determinação do caso estudado . . . . .</b>	<b>114</b>

<b>7.3</b>	<b>Resultados da simulação e discussão</b>	114
<b>7.3.1</b>	<i>Condições iniciais - fluxo de carga</i>	114
<b>7.3.2</b>	<i>Estudo de transitório eletromecânico</i>	117
<b>7.3.2.1</b>	<i>Sem participação das usinas eólicas no controle de frequência</i>	118
<b>7.3.2.2</b>	<i>Com participação das usinas eólicas no controle de frequência</i>	120
<b>8</b>	<b>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS</b>	125
<b>8.1</b>	<b>Trabalhos futuros</b>	127
	<b>REFERÊNCIAS</b>	129
	<b>APÊNDICES</b>	133
	<b>APÊNDICE A – Códigos-fontes utilizados para obtenção do sistema equivalente</b>	133

## 1 INTRODUÇÃO

Até o final do século XX, a matriz elétrica mundial era composta quase em sua totalidade por grandes termelétricas a carvão, hidrelétricas, termelétricas a gás natural e usinas nucleares. A partir do final do século XX até os dias atuais, novas tecnologias de geração de energia elétrica, como eólica e solar fotovoltaica, foram desenvolvidas e consolidadas, sendo a geração eólica, até a presente data, a de maior capacidade instalada no mundo dentre as renováveis não-hidráulicas.

Os geradores elétricos das usinas convencionais são acoplados a turbinas, formando uma grande massa girante com uma inércia mecânica associada. A energia armazenada nos vários geradores interligados em um sistema de potência tem papel relevante, pois pode contribuir na restauração do equilíbrio entre geração e carga demandada, e conseqüentemente diminuir a variação de frequência. Essa resposta natural e de curta duração permite que os sistemas mecânicos que controlam a maioria das usinas sejam capazes de detectar e restabelecer o balanço da oferta e demanda (REZKALLA *et al.*, 2018).

As fontes renováveis que usam recursos energéticos intermitentes, ou seja, de geração variável, são normalmente conectadas à rede elétrica via conversores eletrônicos de potência. Os conversores desacoplam as usinas de geração da rede elétrica e a energia armazenada na parte girante do aerogerador deixa de ser naturalmente fornecida à rede durante uma perturbação. Assim, à medida que aumenta a penetração de fontes baseadas em inversores surgem questões sobre a necessidade de inércia para assegurar a confiabilidade dos sistemas elétricos (CHAMORRO *et al.*, 2019).

### 1.1 Energia eólica no mundo

No final de 2020, a capacidade instalada de geração renovável foi suficiente para fornecer 29% da geração global de energia elétrica. Dentre as renováveis, as usinas hidrelétricas participaram com 41,22%, seguida pela geração solar fotovoltaica com 26,77% e pela geração eólica com 26,18%, e pela bioenergia 5,1% (REN21, 2020).

A Figura 1 apresenta o ranking mundial de capacidade instalada de energia eólica em 2019. Pode-se verificar que a China ocupa a primeira posição com 229GW de capacidade instalada em energia eólica, o que corresponde a mais que o dobro do segundo colocado, Estados Unidos, com 105GW instalados. O Brasil ocupa a sétima posição no ranking mundial, com

15,4GW instalados.

Figura 1 – Capacidade instalada de energia eólica no mundo.



Fonte: (ABEEÓLICA, 2020).

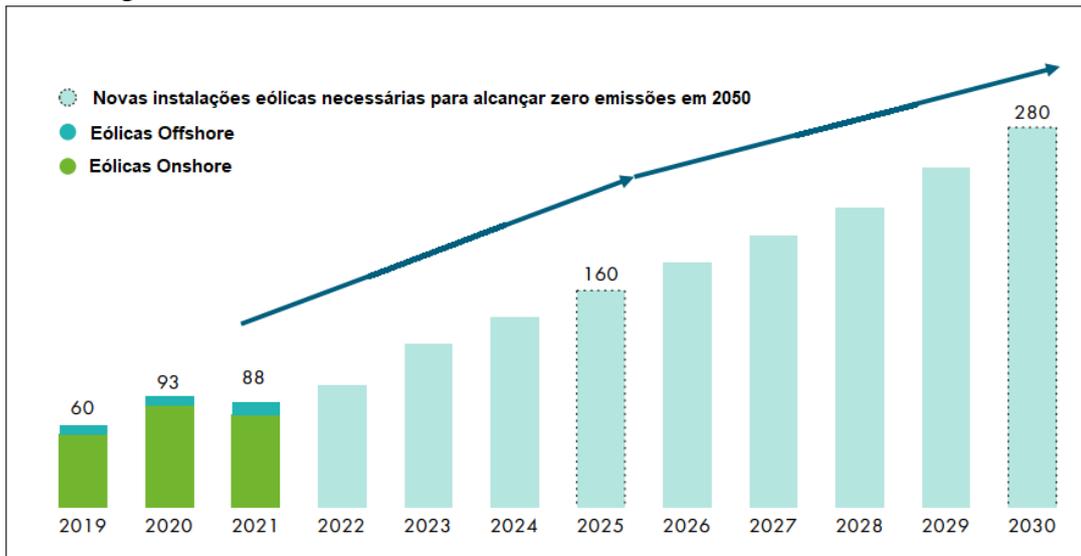
De acordo com GWEC (*Global Wind Energy Council*), as novas instalações eólicas devem crescer consideravelmente, com a tendência e necessidade de redução das emissões de carbono por parte dos países (GWEC, 2021). Dessa forma, a Figura 2 apresenta a estimativa de novas instalações eólicas por ano até 2030, com o objetivo de obter zero emissões de carbono até 2050.

## 1.2 Energia eólica no Brasil

No Brasil, a produção de energia elétrica é qualificada como renovável-térmica, com 83,5% renovável e 16,5% não-renovável, conforme ilustrado na Figura 3. Dentre as fontes renováveis, a hidráulica é predominante com 60,6% e em segundo lugar está a eólica com 9,1%, seguida da biomassa com 8,8% (ABEEÓLICA, 2020).

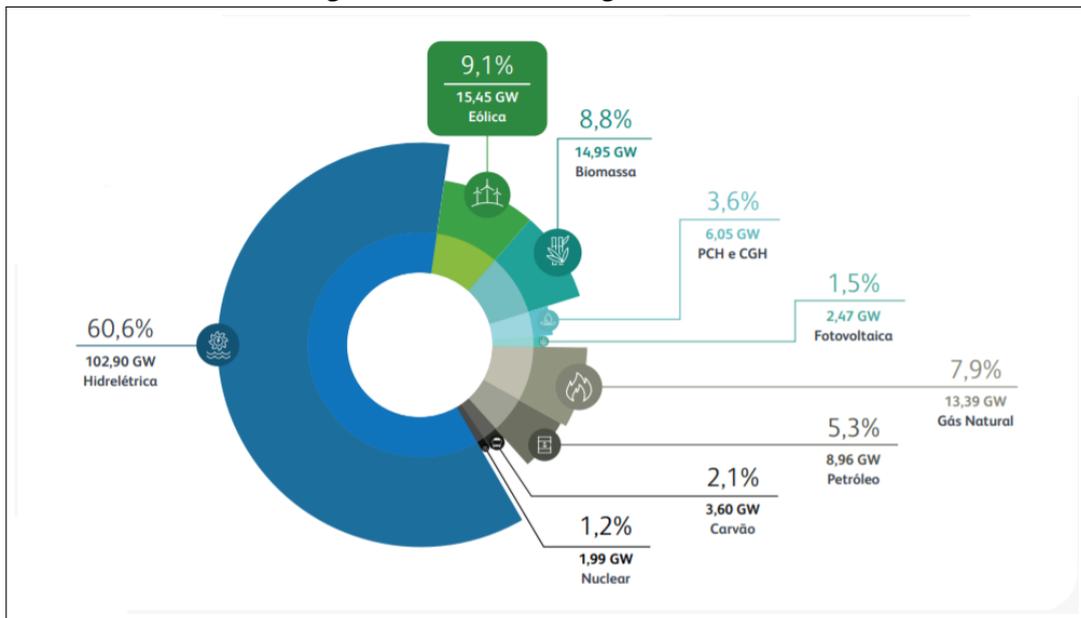
A Figura 4 ilustra a evolução da capacidade instalada de energia eólica na matriz elétrica brasileira. Pode-se perceber um crescimento muito significativo, sobretudo de 2013 a 2019 em que a capacidade instalada de energia eólica quase quadruplicou no Brasil, passando de

Figura 2 – Estimativa do crescimento usinas eólicas no mundo, em GW.



Fonte: Adaptado de (GWEC, 2021)

Figura 3 – Matriz Energética Brasileira.



Fonte: (ABEEÓLICA, 2020).

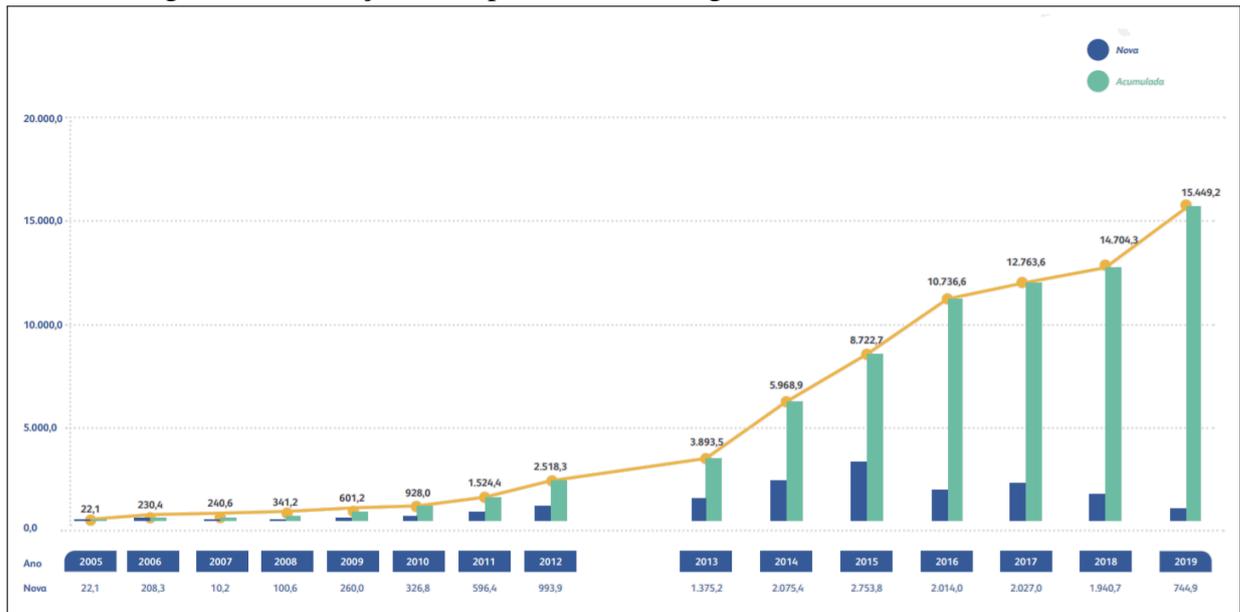
aproximadamente 3,9GW para aproximadamente 15,4GW.

Com base nos dados de tendência mundial e nacional, pode-se observar o crescimento da geração eólica nas matrizes elétricas mundiais, reforçando a preocupação e a necessidade de medidas que visem garantir a confiabilidade e a estabilidade da operação das redes elétricas.

### 1.3 Inércia sintética

O desacoplamento da massa girante das usinas eólicas conectadas à rede por conversores eletrônicos de potência reduz a inércia do sistema, e por conseguinte a estabilidade

Figura 4 – Evolução da Capacidade de Energia Eólica instalada no Brasil.



Fonte: (ABEEÓLICA, 2020).

transitória da rede elétrica. Como a inércia do sistema elétrico de potência está relacionada à capacidade de responder a variações de frequência, um sistema com grande participação de geração eólica conectada à rede via conversor estático pode levar à desconexão de usinas e cargas em caso de perturbações severas, e, em última instância, ao colapso da rede.

Para que as fontes renováveis conectadas com conversores estáticos possam continuar a crescer em participação nas matrizes elétricas mundiais, os códigos de rede passaram a requisitar o controle de inércia sintética que corresponde ao uso de uma inércia 'oculta' existente nos aerogeradores e uma inércia virtual em usinas sem partes móveis como a solar fotovoltaica. No Brasil, a partir de 2017, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) passaram a requisitar a implantação de controle de inércia sintética na regulamentação do Sistema Interligado Nacional (SIN) (ONS, 2017).

Embora as usinas eólicas não forneçam inércia de modo tradicional, os aerogeradores têm energia cinética nas partes girantes das pás e cubo, eixo de transmissão com caixa multiplicadora de velocidade e rotor do gerador, que pode ser extraída e injetada na rede. A inércia sintética consiste no aumento da potência fornecida pelo aerogerador após uma perturbação na rede, que resulte em queda de frequência. A contribuição em potência é extraída das partes girantes do aerogerador e injetada na rede por um curto período de tempo. Assim como a inércia da geração convencional, essa ação pode diminuir o desvio de frequência, que leve à pronta atuação da proteção, enquanto outros mecanismos de resposta mais lenta atuam para restaurar o

balanço e a frequência.

Para contribuir com a integração da geração eólica nos sistemas de potência, o Conselho de Coordenação da Eletricidade Ocidental (WECC - Western Electricity Coordinating Council) e a Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC - International Electrotechnical Commission) desenvolveram modelos genéricos de aerogeradores e de parques eólicos. Esses modelos são públicos, não proprietários, definidos por um número limitado de parâmetros, possíveis de serem implementados em qualquer software de simulação e usam recursos computacionais relativamente baixos (LORENZO-BONACHE *et al.*, 2019b).

#### 1.4 Revisão bibliográfica

A inércia sintética de aerogeradores é um tema que vem sendo pesquisado e desenvolvido por conta, principalmente, do aumento significativo da participação de usinas eólicas nas matrizes elétricas mundiais, e pela previsão de crescimento mais acelerado nos próximos anos, impulsionado pelas metas de descarbonização dos países (GWEC, 2021).

As técnicas desenvolvidas para que as turbinas eólicas de velocidade variável participem do controle de frequência dos sistemas elétricos de potência são classificadas em três grupos por (WU *et al.*, 2018). São eles: Controle de Inércia Natural, Controle de Inércia em Degrau e Controle de Inércia Virtual.

No Controle de Inércia Natural, a potência ativa de saída da turbina eólica é alterada de acordo com uma variação na frequência do sistema. A alteração da potência ativa de saída pode ser de forma proporcional à taxa de variação de frequência, ao desvio de frequência em relação à frequência nominal do sistema, ou a ambos, buscando emular a resposta inercial de geradores síncronos convencionais (RUTTLEDGE; FLYNN, 2015). Esse tipo de controle consegue, a partir de uma leitura da frequência da rede, extrair energia cinética do rotor do aerogerador, de modo que sua velocidade é reduzida, e aumentar a potência ativa de saída (KEUNG *et al.*, 2009).

A técnica de Controle de Inércia Natural é explorada em (VYVER *et al.*, 2016), onde é feita uma simulação em um sistema elétrico de potência com diferentes tipos de usinas, para demonstrar que o controle *droop* (proporcional à variação de frequência da rede) pode ser uma alternativa válida para que as usinas eólicas possam contribuir para a estabilidade de frequência do sistema elétrico de potência.

No Controle de Inércia em Degrau, a potência ativa do aerogerador é aumentada

por um degrau, que depende da velocidade do vento no momento (WU *et al.*, 2012). Diferente do Controle de Inércia Natural, nessa técnica a resposta do sistema de controle não depende da leitura de frequência, pois o ganho de potência ativa será um degrau em função da velocidade do vento no momento em que ocorre a perturbação, sendo este controle ativado quando a frequência do sistema ultrapassa um limite estabelecido (KANG *et al.*, 2016). Assim como na primeira técnica, o aumento de potência ativa no Controle de Inércia em Degrau se dá com a extração de energia cinética do rotor da turbina eólica, que tem sua velocidade reduzida durante esse fornecimento suplementar e precisa ser recuperada em seguida, com a injeção na rede de uma potência ativa inferior à possível no momento, para reestabelecimento da velocidade adequada do rotor.

Uma vantagem desta técnica em relação à anterior é de que, dependendo do degrau aplicado, a resposta é mais rápida, pois no Controle de Inércia Natural, o incremento de potência ativa é proporcional à variação de frequência do sistema, de modo que para pequenas variações, ou variações mais lentas, a técnica de Controle de Inércia em Degrau já fornece um valor de potência ativa mais elevado para o sistema e contribui para que o valor mínimo de frequência atingido durante o transitório (*frequency nadir*) seja maior e, portanto, melhor para o sistema elétrico de potência (KANG *et al.*, 2015). De maneira análoga, caso o desvio de frequência seja muito severo, esta técnica pode não funcionar tão bem quanto a primeira, pelo fato do degrau aplicado ser em função da velocidade do vento no momento, fazendo com que a contribuição seja inferior à da técnica de Inércia Natural para este caso específico.

O Controle de Inércia Virtual utiliza a 'inércia oculta' das pás do aerogerador para fornecer uma resposta rápida de suporte à frequência para o sistema. Nessa técnica, a potência ativa de saída é determinada em função do desvio da frequência do sistema a todo momento, de modo que quando há um desvio de frequência no sistema, as pás do aerogerador atuam para fazer com que seu ponto de operação saia da curva MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) para a curva VIC (*Virtual Inertia Control*) (WANG *et al.*, 2015).

Os modelos genéricos de aerogeradores desenvolvidos pelo WECC, que estão em sua segunda geração, possuem um controle *droop* para situações de subfrequência no sistema (WECC, 2014), porém este controle é, por padrão, desabilitado. Alguns autores, como (HINCAPIÉ *et al.*, 2018), propõem adaptações nos modelos WECC para que estes possam participar do controle de frequência do sistema, de forma representativa do comportamento do aerogerador. (HINCAPIÉ *et al.*, 2018) utilizam um modelo de aerogerador WECC Tipo 4, que representa uma

turbina eólica com conversor pleno, e é feita uma adaptação com a inclusão de blocos do sistema mecânico, e um bloco de "super produção", desenvolvido pelo autor para que o controle de frequência possa ser representado pelo modelo. A técnica utilizada foi a de Controle de Inércia Virtual, em que o aerogerador opera fora da curva MPPT em casos de desvios da frequência do sistema.

O controle de frequência por usinas eólicas também vem sendo explorado em microrredes com alta participação de usinas eólicas por (MANDAL; CHATTERJEE, 2021). No trabalho, é utilizada a técnica de Controle de Inércia Natural. O caso de microrredes é especialmente importante pois a proporção de geração renovável de potência de saída variável tende a ser maior do que em um sistema elétrico de potência convencional.

Outras técnicas para emulação da inércia sintética de usinas eólicas vem sendo estudadas por (LI *et al.*, 2021) e (ZHU *et al.*, 2021), especialmente para aerogeradores com geradores síncronos de ímãs permanentes.

## 1.5 Objetivos

A presente dissertação tem como objetivo principal testar e adaptar os modelos genéricos WECC de aerogeradores aplicados em estudos de transitórios eletromecânicos, para atender os requisitos regulatórios brasileiros. Os objetivos específicos são listados abaixo.

1. Apresentar o modelo genérico equivalente de componentes de um aerogerador e usina, a estrutura de controle e as condições de contorno dos modelos genéricos WECC;
2. Apresentar a definição de um problema de estabilidade eletromecânica, em que é avaliado o estado transitório do sistema após uma perturbação.
3. Apresentar a modelagem matemática dos aerogeradores para representação em estudos de transitórios eletromecânicos.
4. Adaptar os modelos genéricos WECC, para que estes sejam capazes de atender os requisitos do código de rede do sistema elétrico brasileiro.
5. Demonstrar a importância da inércia sintética de usinas eólicas no controle da frequência (resposta inercial e controle primário), em caso de grandes perturbações.
6. Obter uma representação reduzida do SIN, utilizando as barras do Estado do Ceará, para ser utilizada como sistema de teste.

## 1.6 Organização do trabalho

A dissertação está dividida em oito capítulos, conforme apresentado brevemente nos parágrafos a seguir.

O capítulo 1 contextualiza o problema abordado na dissertação e apresenta os objetivos do trabalho.

No capítulo 2 aborda-se sobre os estudos de estabilidade eletromecânica que serão conduzidos ao longo do trabalho, destacando a formulação do problema e as etapas necessárias para a resolução.

No capítulo 3 é descrita a modelagem matemática dos sistemas aerodinâmicos, mecânicos e elétricos de aerogeradores.

O capítulo 4 mostra os principais modelos genéricos de aerogeradores para estudos de estabilidade eletromecânica, destacando as principais semelhanças, diferenças e particularidades entre os modelos. Em seguida, é apresentada uma modelagem matemática e os diagramas de blocos de controle do modelo WECC, que será utilizado para os estudos desta dissertação.

No capítulo 5 são realizadas as mudanças no modelo genérico WECC, no âmbito dessa dissertação, a fim de torná-lo compatível aos requisitos do código de rede brasileiro, representado assim o comportamento de uma usina eólica, e podendo ser utilizado em estudos de estabilidade eletromecânica no Brasil.

O capítulo 6 contém as simulações realizadas em um sistema de teste para análise do comportamento do modelo adaptado. É apresentado o sistema de potência que foi estudado, bem como os resultados obtidos com a aplicação da teoria desenvolvida ao longo dos capítulos anteriores.

No capítulo 7 são obtidos os resultados finais, com o desenvolvimento de uma ferramenta em *Python* para obtenção de sistemas reduzidos a partir dos decks de ANAREDE do ONS, que representam todo o Sistema Interligado Nacional. O sistema reduzido estudado foi referente ao estado do Ceará, e foi avaliado um caso de inércia sintética com a participação das usinas eólicas no controle de frequência e sem a participação das usinas eólicas no controle de frequência, para avaliar a importância de tal participação para a estabilidade de frequência do sistema e confirmar que o modelo WECC adaptado pode ser utilizado em um sistema de grande porte.

Por fim, o capítulo 8 traz as conclusões obtidas, e trabalhos futuros a serem desenvolvidos para a continuação da pesquisa.

## 2 ESTUDOS DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ELETROMECCÂNICA

Por estabilidade de um sistema elétrico de potência (SEP) define-se como a capacidade de um sistema elétrico, para uma dada condição de operação, de recuperar um estado de equilíbrio operacional após ser submetido a uma perturbação física, sem violação de suas variáveis, de modo que todo o sistema permaneça intacto sem desligamentos indevidos de geradores ou cargas (KUNDUR, 1994). Uma condição instável do sistema pode levar a interrupções em cascata e ao desligamento de grande parte do SEP. A estabilidade pode ser classificada como estabilidade de estado permanente e estabilidade transitória. Os estudos de estabilidade em estado permanente ou estacionário são restritos a mudanças pequenas e graduais nas condições de operação do sistema. A estabilidade transitória envolve o estudo do sistema de potência após uma grande perturbação e pode ser dividida em estabilidade eletromagnética e estabilidade eletromecânica. Os transitórios eletromagnéticos são fenômenos rápidos ( $10^{-9}s$  a  $10^{-2}s$ ), que envolvem a interação entre campos magnéticos e campos elétricos no sistema elétrico. A simulação de transitórios eletromagnéticos usa modelos capazes de capturar fenômenos de dinâmica rápida, como descargas atmosféricas ( $ns - \mu s$ ), chaveamentos ( $\mu s - ms$ ) etc. Em cada caso, o tamanho do passo de simulação precisará ser pelo menos um décimo da menor constante de tempo do sistema representado. Tamanho típico de passo de simulação varia de  $20 - 200\mu s$  (HAN; ZHANG, 2015). Devido ao grande esforço computacional, sua escala de simulação é geralmente limitada. A simulação de sistemas de grande porte deverá fazer uso de redução do sistema por consideração de equivalentes de rede, sobretudo para estudos de transitórios eletromagnéticos, com a utilização de equivalentes dinâmicos. Simular um sistema de grande porte usando um simulador de transitório eletromagnético é, portanto, computacionalmente impraticável. Os transitórios eletromecânicos são fenômenos de dinâmica mais lenta ( $10^{-2}s$  a  $10^2s$ ) que os eletromagnéticos, e envolvem a interação entre a energia mecânica armazenada nas máquinas rotativas. A simulação transitória eletromecânica analisa, principalmente, o comportamento dinâmico e a capacidade de manter o funcionamento síncrono do sistema de potência após um distúrbio. Os transitórios eletromecânicos são causados pela diferença entre produção e consumo de energia, fazendo com que o gerador acelere ou desacelere em comparação com sua velocidade de rotação normal. A razão para isso geralmente é uma perturbação no sistema, como a perda de uma linha de transmissão e de uma grande carga, curtos circuitos etc. O tamanho típico de passo de simulação é  $10ms$  (HAN; ZHANG, 2015), mas modelos mais detalhados necessitam de um passo inferior a  $1ms$  para solução alternada pelo método trapezoidal.

Normalmente, a simulação de estabilidade transitória em sistemas de grande porte baseia-se na suposição de um sistema trifásico equilibrado e senoidal, usando a representação de sequência positiva, com uma abordagem de modelagem fasorial monofásica (KUNDUR, 1994). Na simulação de estabilidade transitória de sequência positiva os sistemas de potência são modelados na frequência fundamental (KUNDUR, 1994). Com essas considerações de modelagem, a simulação transitória é capaz de simular a dinâmica lenta (principalmente transitórios e oscilações eletromecânicas) de sistemas de potência de grande escala em uma velocidade de simulação razoavelmente rápida. Os modelos dinâmicos de sequência positiva são adequados para análise de estabilidade transitória de sistemas de potência mediante chaveamento de linhas de transmissão, perda de geração ou cargas, faltas balanceadas, afundamentos de tensão etc.

Quando submetido a uma perturbação significativa, o SEP desloca-se de seu ponto de operação em regime permanente. A análise de estabilidade transitória visa investigar se o sistema é capaz de alcançar um novo ponto de estabilidade. Durante a perturbação as unidades geradoras conectadas à rede são submetidas a aceleração ou desaceleração, aumentando ou diminuindo a energia cinética das máquinas na tentativa de manter o equilíbrio do sistema.

A variação entre o ponto de operação inicial e o ponto de operação final do sistema se reflete em oscilações nas grandezas do sistema elétrico de potência (tensões, correntes, potências, frequência). Tal variação pode ser amortecida ou não amortecida, resultando em um novo ponto de operação estável ou instável. A instabilidade pode levar a perda de parte do sistema ou até mesmo à condição extrema de blecaute.

A elaboração dos estudos de transitórios eletromecânicos é feita em duas etapas, conforme listado abaixo. Tais etapas serão detalhadas nas seções seguintes do capítulo.

1. Determinação das condições iniciais do sistema.
2. Avaliação do comportamento dinâmico do sistema.

## 2.1 Condições iniciais do sistema

As condições iniciais do sistema são determinadas através do cálculo de fluxo de carga, que consiste em determinar os fluxos de potência ativa  $P$  e reativa  $Q$  (magnitude e sentido) nas linhas de transmissão, e as tensões nas barras (módulo  $V$  e ângulo  $\theta$ ) (KUNDUR, 1994).

A resolução de um problema de fluxo de potência consiste em conhecer a topologia e os componentes do sistema elétrico de potência para inicialmente determinar sua matriz de admitância  $Y_{barra}$ , conforme (2.1).

$$Y_{barra} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N1} & Y_{N2} & \cdots & Y_{NN} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

A matriz de admitância tem dimensão  $N \times N$ , onde  $N$  representa o número de barras do sistema. Cada admitância da diagonal principal  $Y_{ii}$  é chamada de admitância própria da barra  $i$ , e é igual à soma algébrica de todas as admitâncias que incidem na barra  $i$ . Cada admitância fora da diagonal principal  $Y_{ik} = Y_{ki}$  é denominada admitância mútua ou de transferência, que liga as barras  $i$  e  $k$ .

Dessa forma, a expressão geral que descreve um sistema com  $N$  barras é dada por (2.2) em que  $Y_{barra}$  é a matriz de admitância de (2.1).

$$[I] = [Y_{barra}] [V]. \quad (2.2)$$

As equações do fluxo de carga podem ser escritas em função da potência ativa e potência reativa, como expresso em (2.3) e (2.4), em que  $k$  é a barra analisada,  $m$  são as demais barras do sistema,  $G_{km}$  é a condutância entre as barras  $k$  e  $m$ ,  $B_{km}$  é a susceptância entre as barras  $k$  e  $m$  e  $\theta_{km}$  é a defasagem angular entre as barras  $k$  e  $m$ .

$$P_k = V_k \sum_m V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}), \quad (2.3)$$

$$Q_k = V_k \sum_m V_m (G_{km} \sin \theta_{km} + B_{km} \cos \theta_{km}). \quad (2.4)$$

Em um estudo de fluxo de potência normalmente só existe uma barra de oscilação por sistema CA, que é a barra de referência angular do sistema, mas existem sistemas específicos que podem conter mais de uma barra de oscilação. Essa barra assegura que o sistema terá geração suficiente para suprir todas as perdas. Tal convenção é necessária para manter o balanço do sistema em estudo. A barra de folga, ou *slack*, equaliza a relação  $\sum P + \sum Q + \text{perdas} = 0$ , portanto, supre as perdas do sistema.

As barras de carga, ou barras PQ, usualmente representam a maioria das barras de um sistema elétrico de potência. Embora denominadas de barras de carga, estas podem ter geração, no entanto, na solução do fluxo de carga as variáveis a serem conhecidas são  $V$  e  $\theta$ .

As barras de geração, de tensão controlada, ou barras PV são aquelas onde o regulador de tensão de um gerador síncrono local preserva a magnitude da tensão em um valor especificado.

As grandezas conhecidas e desconhecidas do problema de fluxo de carga são determinadas em função do tipo de cada barra, conforme tabela 1.

Tabela 1 – Tipos de barra em um problema de fluxo de potência.

Tipo	Grandezas Conhecidas	Grandezas Desconhecidas
Oscilação, ou slack	$P_{carga}, Q_{carga}, V, \theta$	$P_{ger}, Q_{ger}$
Barra PQ	$P_{carga}, Q_{carga}, P_{ger}, Q_{ger}$	$V, \theta$
Barra PV	$P_{carga}, Q_{carga}, V, P_{ger}$	$Q_{ger}, \theta$

Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Finalmente, com esses parâmetros especificados, obtém-se (2.5), que descreve o problema de fluxo de potência, em que  $k$  inicia em 2, pois não é necessária uma equação para a barra *slack* do sistema.

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} \left( \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum_{n=1, n \neq k}^N Y_{kn} V_n \right) \text{ para } k = 2, 3, \dots, N. \quad (2.5)$$

Por conta da não linearidade, as equações (2.5) são resolvidas iterativamente. Os métodos numéricos mais utilizados para a resolução de tais equações são os métodos de Newton-Raphson, Gauss e Gauss-Seidel. Neste trabalho, utilizaremos o método de Newton-Raphson para a solução das equações de fluxo de potência.

Dessa forma, a condição inicial do sistema é determinada, para que se possa aplicar a perturbação a ser estudada e posteriormente fazer a avaliação do regime transitório, como será descrito na próxima seção.

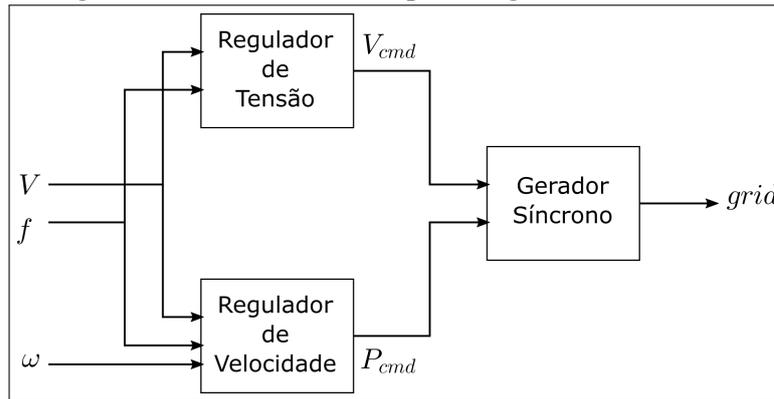
## 2.2 Comportamento dinâmico do sistema

Com a determinação das condições iniciais do sistema, faz-se necessária uma modelagem da dinâmica da rede e dos sistemas de controle dos geradores, para que se possa determinar

como será o comportamento dinâmico do sistema no regime transitório, e qual será o novo ponto de equilíbrio do sistema após ter sofrido a perturbação.

Os modelos dinâmicos de geradores síncronos convencionais utilizados neste trabalho utilizam um bloco de regulador de tensão, ou *AVR* (*Automatic Voltage Regulator*), e um bloco de regulador de velocidade, ou *governor*, conforme ilustrado na Figura 5.

Figura 5 – Frame utilizado para os geradores síncronos.

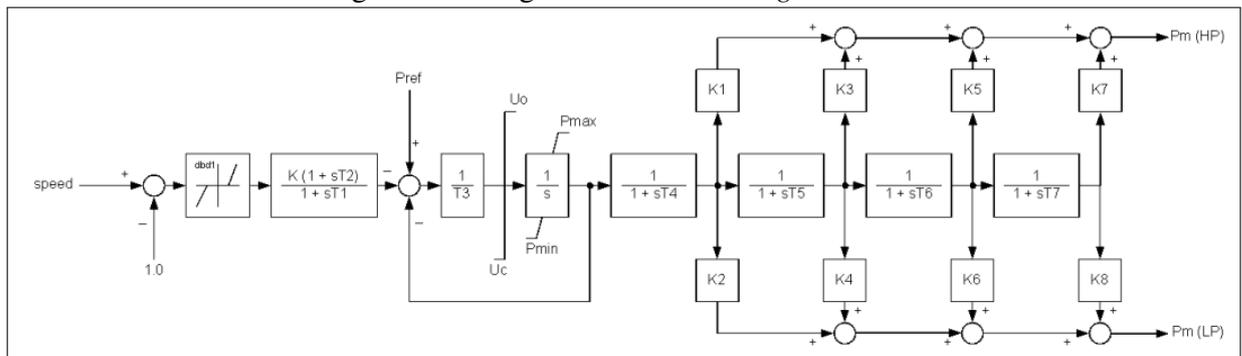


Fonte: elaborado pelo autor (2021).

A partir de leituras de tensão, frequência da rede, e velocidade do gerador, os blocos de *AVR* e *governor* enviam comandos de tensão e potência, respectivamente, para o gerador síncrono, que terá uma potência de resposta a ser enviada à rede externa, buscando estabilizar o sistema desequilibrado no regime transitório.

No Capítulo 6 deste trabalho, serão feitas simulações utilizando o modelo de *governor* IEEE G1, que é uma representação do regulador de velocidade de turbinas a vapor para fins de estudos de transitórios eletromecânicos (IEEE, 1973), apresentado na Figura 6 no domínio da frequência.

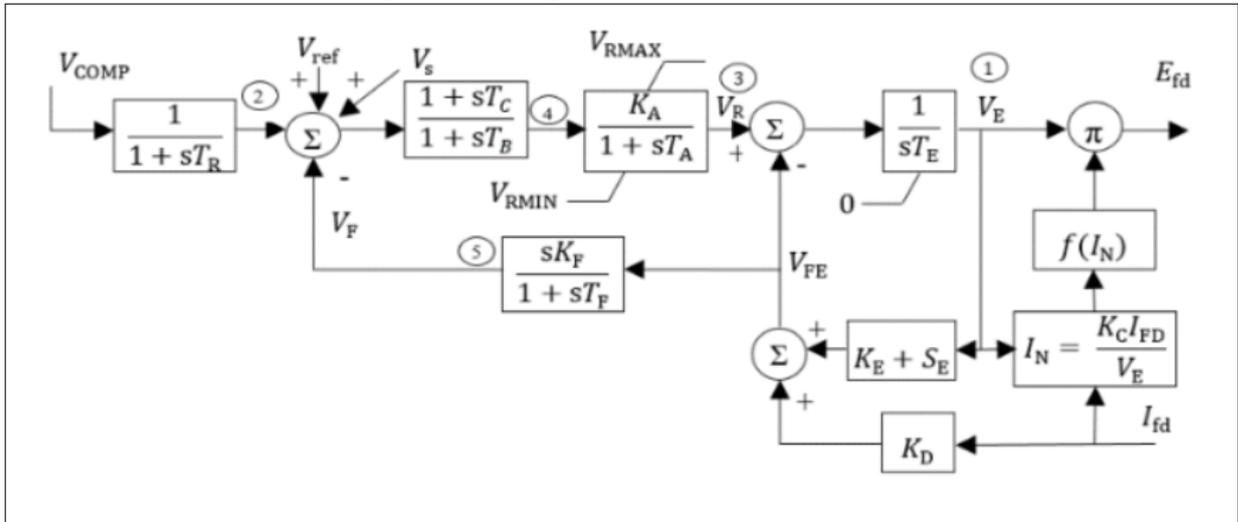
Figura 6 – Diagrama de blocos do *governor*.



Fonte: (IEEE, 2013)

Nas simulações do Capítulo 6, foi utilizado o modelo de AVR EXAC1A, que é uma representação do sistema de excitação de turbinas a vapor para estudos de estabilidade (CRENSHAW *et al.*, 1981), cujo diagrama de blocos é apresentado na Figura 7.

Figura 7 – Diagrama de blocos do AVR.



Fonte: (SHETYE *et al.*, 2016)

### 2.3 Controle de frequência de um sistema elétrico de potência

A frequência da rede elétrica é uma medida do balanço de oferta de eletricidade e demanda, e pode sofrer redução mediante a perda de uma grande usina ou linha de transmissão, ou um aumento súbito de grande carga. A inércia do sistema se opõe à variação súbita na condição de operação e por conseguinte na frequência, dando tempo ao sistema de controle atuar para reequilibrar a oferta e a demanda (ULLAH *et al.*, 2008).

A inércia de um sistema de potência refere-se à capacidade de um sistema de se opor a mudanças na frequência por fazer uso da energia armazenada em grandes turbinas-geradores rotativos.

No instante em que ocorre um grande desequilíbrio de potência no sistema, a frequência começa a mudar. Parte do déficit repentino de energia será entregue pela participação de todas as massas rotativas conectadas de forma síncrona. À medida que a energia cinética é transferida, a velocidade dos rotores diminui e, portanto, a frequência. O desequilíbrio de potência também pode ser gerado por uma perda de cargas, e nesse caso a frequência aumentará. Quão rápido a frequência muda depende do grau de desbalanço e da inércia do sistema (ENTSOE,

2018).

O comportamento dinâmico de um gerador síncrono individual  $i$  pode ser descrito por (2.6), correspondente ao modelo de uma massa girante.

$$2H_i \frac{d\omega_{i,pu}}{dt} = P_{mi,pu} - P_{ei,pu}. \quad (2.6)$$

Em que  $H_i$  é a constante de inércia do gerador  $i$ ,  $\omega_i$  é a velocidade angular do gerador  $i$ ,  $P_{mi,pu}$  é a potência mecânica da turbina-gerador  $i$ , e  $P_{ei,pu}$  é a potência elétrica do gerador  $i$  (KUNDUR, 1994).

Pode-se verificar que sob condição de balanço entre as potências, não haverá variação de velocidade. Percebe-se ainda que para um dado grau de desequilíbrio, quanto maior for  $H_i$ , menor será a variação de velocidade e, por conseguinte, a variação de frequência.

A inércia de um conjunto gerador-turbina individual é descrita em (2.7).

$$H_i = \frac{1 J \omega_{ni}}{2 S_{ni}}. \quad (2.7)$$

Sendo  $J_i$  o momento de inércia do conjunto gerador-turbina  $i$ ,  $\omega_{ni}$  a velocidade angular mecânica nominal do gerador  $i$ , e  $S_{ni}$  a potência aparente nominal do gerador  $i$ .

A constante de inércia  $H$  é dada em segundos e pode ser interpretada como o tempo em que a energia armazenada em partes rotativas de um gerador-turbina é capaz de suprir uma carga igual à potência aparente nominal do gerador-turbina (KUNDUR, 1994).

A constante de inércia equivalente de um sistema de potência é obtida pelas constantes de inércia e potências aparentes nominais de cada gerador-turbina, conforme apresentado em (2.8).

$$H_{sys} = \frac{\sum_i H_i S_{ni}}{\sum_i S_{ni}}. \quad (2.8)$$

A inércia do sistema de potência é uma característica natural, que limita a taxa de variação da frequência, *RoCoF* (*Rate of Change of Frequency*) da rede, mediante desequilíbrio entre a geração e consumo de energia no sistema.

O  $RoCoF$  varia inversamente com a constante de inércia equivalente do sistema e diretamente com o grau de desbalanço entre potência mecânica e potência elétrica  $\Delta P$  e com a frequência nominal do sistema  $f_n$ , como expressa (2.9).

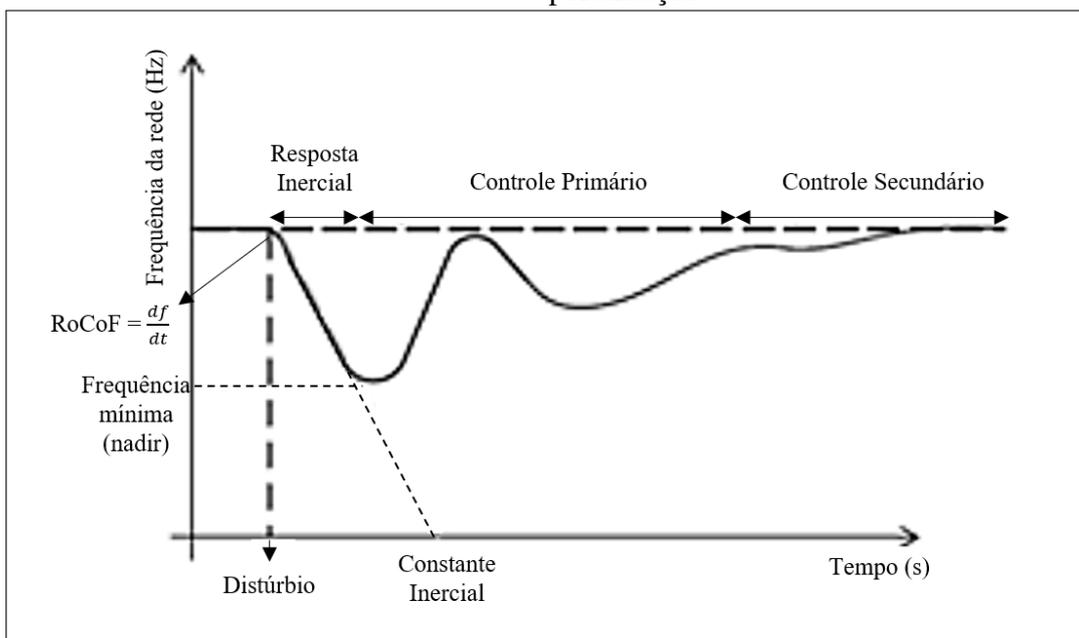
$$RoCoF = \frac{df}{dt} = \frac{\Delta P f_n}{2H_{sys}}. \quad (2.9)$$

Dessa forma, quando há um desbalanço ocasionado, por exemplo, por uma perda de geração no sistema, ou incremento súbito de carga, a frequência do sistema tende a cair. Por outro lado, se houver uma perda súbita de carga ou incremento de geração, a frequência do sistema tende a aumentar. Contudo, em sistemas com grande  $H_{sys}$  a taxa de variação da frequência é mitigada.

### 2.3.1 Níveis de controle de frequência

Conforme ilustrado na Figura 8, o controle de frequência pode ser dividido nos seguintes estágios: resposta inercial, controle de frequência primário e controle de frequência secundário.

Figura 8 – Comportamento da frequência de um sistema elétrico em resposta a uma perturbação.



Fonte: adaptado de (ERIKSSON *et al.*, 2018)

### 2.3.1.1 Resposta inercial

Como mencionado anteriormente, a constante de inércia  $H_{sys}$  está relacionada à capacidade de armazenamento da energia nas partes rotativas do conjunto turbina-gerador diretamente conectados à rede. Quanto maior a constante de inércia do sistema, menor será o *RoCoF* para uma dada perturbação e maior a frequência *nadir* e, conseqüentemente, o sistema será mais estável. A frequência *nadir* corresponde ao valor mínimo de frequência atingido pelo sistema durante o transitório (TENG; STRBAC, 2016).

A resposta inercial do sistema com geradores diretamente integrados à rede tem atuação natural e instantânea. Quando, por exemplo, ocorre a perda de uma usina de grande porte, o suprimento de potência cai quase que instantaneamente. Entretanto, a demanda instantânea não mudou, e para suprir esta demanda, energia armazenada é extraída da inércia dos vários conjuntos turbina-gerador girantes para conservação da energia do sistema. A energia cedida acarreta em redução de velocidade dos geradores que não pode ser criticamente reduzida sob pena de perda de sincronismo e desligamento das máquinas. Embora não possa ser sustentada por mais de alguns segundos, a resposta inercial dá tempo a outros sistemas de controle das usinas de atuarem em direção à recuperação do balanço de potência.

A resposta inercial do sistema é responsável pela taxa de variação de frequência inicial e pela frequência de nadir. Como visto em (2.9), o desvio de frequência é inversamente proporcional à constante de inércia equivalente do sistema e diretamente proporcional à variação de potência. Sua atuação, geralmente vai de 0 a 10 segundos a partir do instante da falta (TIELENS; VAN-HERTEM, 2012).

### 2.3.1.2 Controle primário

O controle primário tem atuação rápida e automática, geralmente de 1 a 30 segundos a partir do início da falta, e corresponde à liberação das reservas de potência ativa das máquinas que participam deste controle (TIELENS; VAN-HERTEM, 2012).

Durante o controle primário, a frequência é estabilizada temporariamente a um nível inferior ao inicial em caso de sub frequência. O sistema atinge outro estado estacionário inferior ao nominal, após a potência de saída da unidade geradora ter sido aumentada com  $\Delta P$  (HANSEN *et al.*, 2016).

### 2.3.1.3 *Controle secundário*

O controle secundário é uma malha de controle suplementar, mais lenta que o controle primário, com tempo de resposta que pode durar de 10 minutos a 15 minutos. O controle secundário é realizado por unidades geradoras que participam do Controle Automático de Geração (CAG) cuja tarefa é restabelecer a frequência a seu valor nominal. Os pontos de ajuste de potência dos geradores do CAG são ajustados para compensar o erro de frequência remanescente após a função de controle primário.

Ao contrário do controle primário, o controle secundário é normalmente centralizado, ou seja, os Centros de Operações do Sistema (COS) monitoram a frequência e a potência de intercâmbio entre áreas de controle, de modo que este controle pode atuar sobre os geradores participantes do CAG.

### 2.3.1.4 *Inércia sintética dos aerogeradores*

Embora o crescimento de recursos energéticos baseados em inversores reduza a inércia equivalente na rede, existem várias soluções ou possíveis soluções para manter ou melhorar a confiabilidade do sistema elétrico (ATTYA *et al.*, 2018).

Dentre as medidas que podem ser adotadas para lidar com a redução de inércia equivalente do sistema estão as listadas abaixo.

1. Uso de usinas convencionais do tipo hidrelétrica e a gás com capacidade de rampa (taxa de aceleração / desaceleração, potência mínima, tempo de inicialização a quente e a frio) capaz de responder com rapidez às variações de produção da geração eólica, oferecendo flexibilidade ao sistema (SOONEE *et al.*, 2020).
2. Desligamento de carga não crítica do cliente, mediante condição de sub frequência, ou desconexão de geração se a frequência exceder determinado limite - essa ação pode ter consequências econômicas negativas.
3. Uso de energia armazenada em diferentes tecnologias como baterias, super capacitores, inércia volante, usina de bombeamento reversível.
4. Operação de usina eólica com ângulo pitch maior que o ótimo para reserva de potência e suporte à frequência, reduzindo assim o rendimento da usina;
5. Utilização da inércia sintética nos aerogeradores através do controle do gerador pelo conversor estático.

Como unidades de geração não sincronizadas, a exemplo dos modernos aerogeradores, são conectadas via conversores eletrônicos de potência, sua velocidade de rotação é desacoplada da frequência do sistema. Eles, portanto, não fornecem uma resposta inercial natural e não contribuem para a inércia do sistema.

Os recursos energéticos baseados em inversores, no entanto, podem detectar rapidamente desvios de frequência e responder a desbalanços do sistema. Dispositivos de resposta rápida de frequência podem substituir alguns dos processos mecânicos tradicionais dos geradores convencionais. Usinas eólicas podem responder 10 vezes mais rápido do que tradicionais geradores (SANTOSO, 2008).

A usina eólica detecta as variações de frequência através do controlador da planta, que é localizado na subestação coletora do parque. Em caso de variações bruscas de frequência, sinais de controle são enviados aos aerogeradores da usina, para que estes respondam rapidamente (ERIKSSON *et al.*, 2018).

Para que os aerogeradores do parque possam fornecer uma potência ativa suplementar ao sistema pela ação do conversor estático, em caso de aumentos bruscos de carga, ou perda de geração, parte da energia cinética armazenada nas partes girantes do aerogerador é extraída e injetada na rede, e a velocidade reduzida, de modo que uma recuperação posterior se faz necessária. Tal etapa de recuperação também é um ponto de preocupação dos operadores de rede, pois a perda súbita da contribuição das usinas eólicas pode levar a uma nova queda de frequência no sistema. A ação do conversor acontece no sentido de mudar o ponto de operação do aerogerador, saindo assim do MPPT, e levando a turbina a condições de sub ou sobre velocidade. Assim como a inércia convencional, essa ação pode diminuir a queda de frequência por tempo suficiente para que outros mecanismos, incluindo a resposta mais lenta do controle primário, atuem no sentido de restaurar a frequência.

As estratégias de controle de frequência de aerogeradores serão abordadas com mais detalhes na seção 3.5.

### 3 AEROGERADORES

Neste capítulo, as tecnologias de aerogeradores são apresentadas, com sua classificação em tipos, dependendo da topologia, componentes e estratégias de controle utilizados. Além disso, será feita a modelagem dos aerogeradores de velocidade variável, que correspondem à totalidade dos aerogeradores que vêm sendo instalados atualmente, por permitirem uma operação mais eficiente e confiável. A modelagem dos aerogeradores é dividida em 3 grandes áreas, que são a modelagem aerodinâmica, a modelagem mecânica e a modelagem elétrica.

Em seguida, serão apresentados os requisitos dos códigos de rede para a operação de usinas eólicas, destacando o caso do Brasil e fazendo o paralelo com outros países.

Por fim, no contexto dos estudos de transitórios eletromecânicos, serão apresentadas as estratégias para suportabilidade às variações de tensão de curta duração e as estratégias para emulação de inércia sintética nos aerogeradores.

#### 3.1 Classificação dos aerogeradores

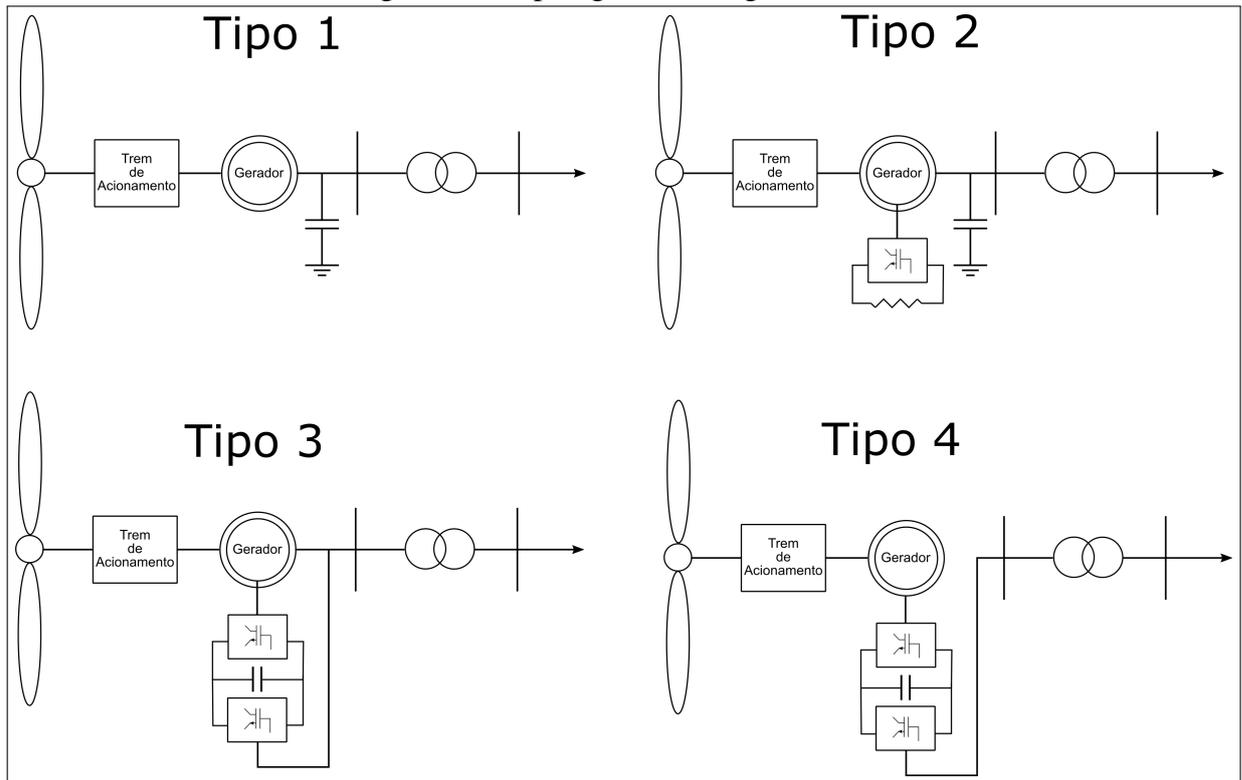
Quanto ao tipo de conexão à rede elétrica, os aerogeradores desenvolvidos até o momento podem ser agrupados em quatro categorias (MULJADI; ELLIS, 2008):

- Tipo 1: Aerogeradores de velocidade fixa
- Tipo 2: Aerogeradores de escorregamento variável
- Tipo 3: Aerogeradores com gerador de indução duplamente alimentado
- Tipo 4: Aerogeradores com conversor pleno

As topologias das quatro categorias de aerogeradores são apresentadas na Figura 9.

A primeira tecnologia utilizada foi a dos Aerogeradores Tipo 1. Estes utilizam geradores de indução do tipo gaiola de esquilo diretamente conectados à rede, portanto, podem operar apenas com escorregamento inferior a 2%, que implica em pequenas variações da velocidade síncrona da máquina. Nessa configuração é assumida que a velocidade do rotor do gerador e turbina mantêm-se constantes, com velocidade angular dada pela rede elétrica. Por se tratar da primeira tecnologia empregada, alguns aerogeradores desse tipo não possuem capacidade de variar o ângulo de pitch das pás. Apesar da conexão direta do gerador à rede elétrica ser uma característica desejada por sua robustez, no sentido de ser sensível e responder a transitórios do sistema elétrico externo de maneira natural, as desvantagens dessa tecnologia superam os benefícios da simplicidade tecnológica por não permitir um aproveitamento otimizado do recurso

Figura 9 – Topologias de aerogeradores.



Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

eólico, pela necessidade de compensação reativa externa para atender os requisitos de magnetização da máquina de indução e pela flutuação da tensão, apesar da não injeção de harmônicos na rede. Com o tempo, essa tecnologia tornou-se obsoleta (BEHNKE *et al.*, 2007).

Para permitir um aproveitamento satisfatório do recurso eólico, com maior extração de potência para diferentes velocidades de vento, foi necessário o desenvolvimento de aerogeradores que tivessem a capacidade de operar com velocidade variável no rotor da turbina. Os aerogeradores tipo 2, Tipo 3 e Tipo 4 possuem essa capacidade, utilizando diferentes tecnologias de conexão à rede elétrica, e operando com ângulo de pitch variável nas pás.

Os aerogeradores Tipo 2 utilizam geradores de indução de rotor bobinado conectados a bancos de resistores de resistência variável. Com a possibilidade de variação da resistência do rotor do gerador, através do chaveamento de tiristores em diferentes estágios, o escorregamento dos geradores pode ser variado, o que permite sua operação com velocidade variável, geralmente em torno de 10% da velocidade nominal. Tal variação de velocidade é capaz de otimizar a potência de saída em função da velocidade do vento. Essa tecnologia porém, ainda não é capaz de atender aos requisitos de compensação reativa, o que faz com que seja necessário a instalação de uma compensação externa à conexão do gerador, normalmente com a instalação de banco

de capacitores de múltiplos estágios conectados à saída do aerogerador. Além disso, apesar de apresentar um aproveitamento de energia melhor que o dos aerogeradores Tipo 1, a faixa de variação da velocidade é relativamente estreita e é obtida com a dissipação de potência nos resistores.

A solução dos problemas apontados veio com a aplicação da eletrônica de potência nos aerogeradores, o que gerou os modelos Tipo 3 e Tipo 4, cujos geradores são conectados à rede elétrica através de conversores estáticos. Algumas novas desvantagens, porém, apareceram com o uso dessas tecnologias, como a geração de harmônicos por conta do chaveamento dos conversores estáticos, e redução da resposta natural dos aerogeradores a desvios de frequência na rede externa, por conta do desacoplamento elétrico entre as partes girantes do gerador-turbina e a rede proporcionado pelos estágios do conversor estático (retificador/inversor). Apesar de tais problemas, as tecnologias de aerogeradores Tipo 3 e Tipo 4 são as que têm melhor aproveitamento do recurso eólico, e resposta mais rápida e confiável na absorção ou injeção de reativos na rede elétrica, sendo, portanto, as duas tecnologias utilizadas nos aerogeradores atuais (MANWELL; MCGOWAN, 2003a).

Os aerogeradores Tipo 3 utilizam geradores de indução de rotor bobinado, mas com o rotor conectado ao conversor estático e o estator diretamente conectado à rede externa. Essa topologia, além de permitir a operação em velocidade variável e melhor aproveitamento da energia do vento em comparação aos aerogeradores Tipo 1 ou Tipo 2, permite a utilização da estratégia de controle vetorial das correntes e tensões do rotor para o desacoplamento entre o controle de potência ativa e reativa do aerogerador, fazendo com que a extração da energia dos ventos seja maximizada, o estresse mecânico na máquina seja reduzido, e que seja possível o fornecimento de compensação reativa pelo conjunto gerador/conversor. Por conta da conexão apenas dos terminais do rotor ao conversor estático, não é necessário que este seja dimensionado para suportar capacidade nominal do aerogerador.

Os aerogeradores Tipo 4 podem utilizar geradores síncronos de rotor bobinado ou de ímãs permanentes ou geradores de indução de gaiola de esquilo, pois apenas os terminais do estator são conectados ao conversor estático, que por sua vez é conectado à rede externa. Essa topologia apresenta as mesmas vantagens dos aerogeradores Tipo 3, porém a possibilidade de uma maior faixa de variação de velocidade do rotor, por conta da utilização de conversor pleno. A utilização de conversor pleno, porém, faz com que os aerogeradores desse tipo sejam geralmente mais caros, pois o conversor precisa ser dimensionado para suportar toda a potência

nominal e o filtro harmônico e de maior capacidade.

### 3.2 Modelagem de aerogeradores de velocidade variável

A modelagem de aerogeradores de velocidade variável contempla quatro grandes etapas para modelar os subsistemas envolvidos na conversão da energia cinética do vento em energia elétrica (SANTOSO, 2008). São elas:

- Modelagem aerodinâmica
- Modelagem do sistema mecânico
- Modelagem do sistema elétrico
- Modelagem do sistema de controle

O modelo aerodinâmico representa a extração da potência do vento pelo rotor da turbina eólica, calculando a potência mecânica e o torque mecânico em função do fluxo de ar nas pás. O sistema mecânico modela a ação dinâmica do torque mecânico que é aplicado ao sistema de transmissão de potência, o qual é composto pelas pás conectadas ao hub da turbina, acoplado ao eixo de baixa velocidade o qual é conectado à caixa de engrenagens (para os aerogeradores com gerador de indução) que multiplica a velocidade de rotação do eixo conectado ao rotor do gerador. Os aerogeradores com gerador síncrono de ímãs permanentes não possuem caixa de engrenagens. A modelagem do sistema elétrico contempla o conjunto gerador/conversor, responsável pela conversão do torque mecânico de entrada em corrente elétrica de saída para a rede externa. Por fim, a modelagem do sistema de controle é necessária para simular o comportamento dos comandos do aerogerador e limites de suportabilidade para atendimento aos requisitos do código de rede, e será abordada no capítulo 4.

#### 3.2.1 Modelagem aerodinâmica

Os primeiros estudos da aerodinâmica que é aplicada aos aerogeradores foram desenvolvidos por Betz (BETZ, 1926) e Glauert (GLAUERT, 1935) nos estudos de interação entre o vento e os moinhos da época.

A energia cinética disponível no vento incidente no aerogerador pode ser determinada por (3.1) em que  $\rho$  é a densidade do ar,  $A$  é a área varrida pelas pás da turbina e  $V_{wind}$  é a velocidade do vento.

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho A V_{wind}^3. \quad (3.1)$$

Nos estudos de Betz, foi demonstrado que a potência máxima extraível de um rotor ideal, com infinitas pás e o vento em condições ideais, é de 59,26% da potência disponível no vento. Esse limite, ficou conhecido como Limite de Betz (BETZ, 1926). Na prática, com as condições reais das turbinas e dos ventos, o percentual da energia disponível extraível é em torno de 40% a 50%. Matematicamente, essa razão pode ser expressa em função do coeficiente  $C_p$ , de acordo com (3.2)

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \rho A V_{wind}^3. \quad (3.2)$$

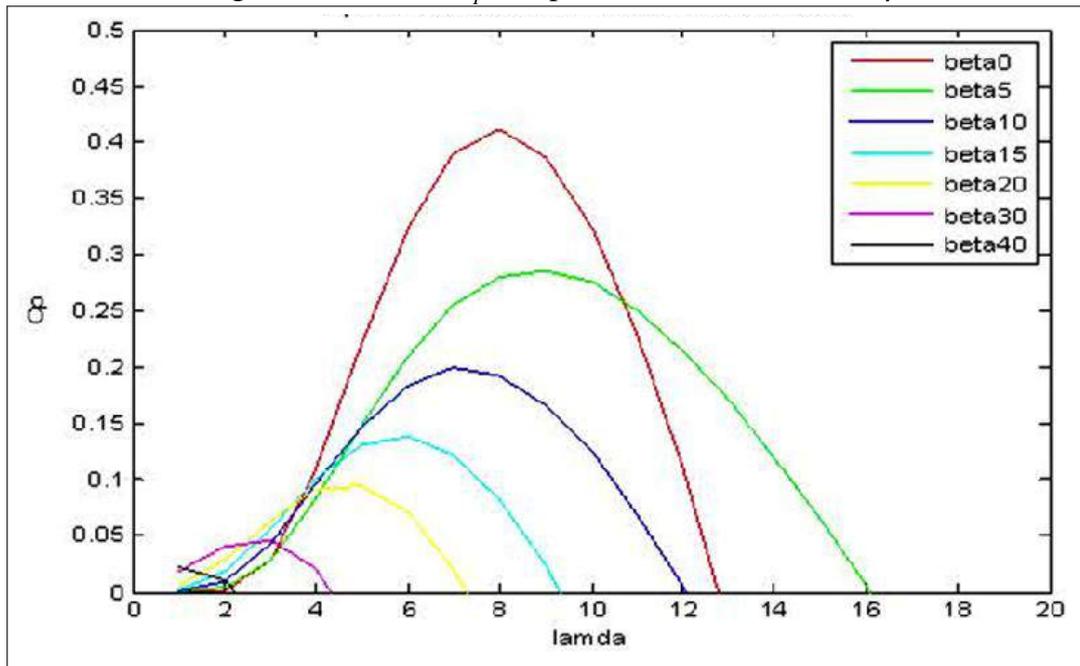
Uma grandeza importante no estudo da aerodinâmica é a relação entre a velocidade de ponta de pá e a velocidade do vento, que é conhecida por velocidade específica ou *tip-speed ratio*, e representada por  $\lambda$  (MANWELL; MCGOWAN, 2003b). Essa relação é utilizada para determinar o ponto ótimo de extração da energia cinética do vento pelo rotor da turbina, e pode ser calculada por (3.3) em que  $\omega_{rotor}$  é a velocidade angular do rotor e  $R$  é o raio do rotor da turbina eólica.

$$\lambda = \frac{\omega_{rotor} R}{V_{wind}}. \quad (3.3)$$

O valor de  $C_p$  é função de  $\lambda$  e  $\beta$  que é o ângulo de pitch das pás do rotor. A Figura 20 apresenta um exemplo de curva  $C_p$  x  $\lambda$  para diferentes valores de  $\beta$  de um aerogerador. Pode-se observar que para cada  $\beta$  existe um valor de  $\lambda$  que corresponde ao ponto ótimo de extração da energia dos ventos pelo rotor da turbina.

Dessa forma, pode-se perceber que as turbinas de velocidade fixa não conseguem obter um desempenho otimizado em relação ao melhor aproveitamento do recurso eólico, conforme citado anteriormente, pois elas operam com  $\omega_{rotor}$  praticamente constante.

Além disso, pode-se perceber também a importância da variação do ângulo de pitch *beta* para a otimização e controle da extração de energia pela turbina.

Figura 10 – Curva  $C_p \times \lambda$  para diferentes valores de  $\beta$ .

Fonte: (HASHMI, 2012)

Na modelagem aerodinâmica da turbina, procura-se converter a velocidade do vento em torque mecânico, que servirá de entrada para a modelagem mecânica a seguir. A energia cinética presente em uma massa de ar  $m$ , movendo-se com velocidade  $V_{wind}$  é dada por (3.4).

$$E = \frac{1}{2}mV_{wind}^2. \quad (3.4)$$

Sendo a densidade do ar representada por  $\rho$ , e considerando que o ar esteja fluindo por uma área  $A$ , a variação de massa de ar no tempo é dada em (3.5).

$$\frac{dm}{dt} = \rho AV_{wind}. \quad (3.5)$$

Derivando (3.4), e substituindo a relação de (3.5), pode-se obter a potência disponível na massa de ar que flui pelo rotor da turbina eólica em (3.6).

$$P_{wind} = \frac{1}{2}\rho AV_{wind}^3. \quad (3.6)$$

Como comentado anteriormente, apenas uma parte dessa potência será extraída e transformada em torque, sendo esse aproveitamento determinado pelo coeficiente  $C_p$ . Multi-

plicando (3.6) por  $C_P$  e representando a área  $A$  em função do raio do rotor da turbina, tem-se (3.7).

$$P_{rotor} = \frac{1}{2} C_P \rho \pi R^2 V_{wind}^3. \quad (3.7)$$

Por fim, a potência mecânica da turbina pode ser representada pelo produto da velocidade angular do rotor  $\omega_{rotor}$  e o torque da turbina  $\tau$ . Substituindo essa relação em (3.7) tem-se em (3.8) a representação do torque produzido na turbina pela massa de ar.

$$\tau_{rotor} = \frac{P_{rotor}}{\omega_{rotor}} = \frac{\frac{1}{2} C_P \rho \pi R^2 V_{wind}^3}{\omega_{rotor}}. \quad (3.8)$$

O coeficiente de torque do aerogerador é definido em (3.9).

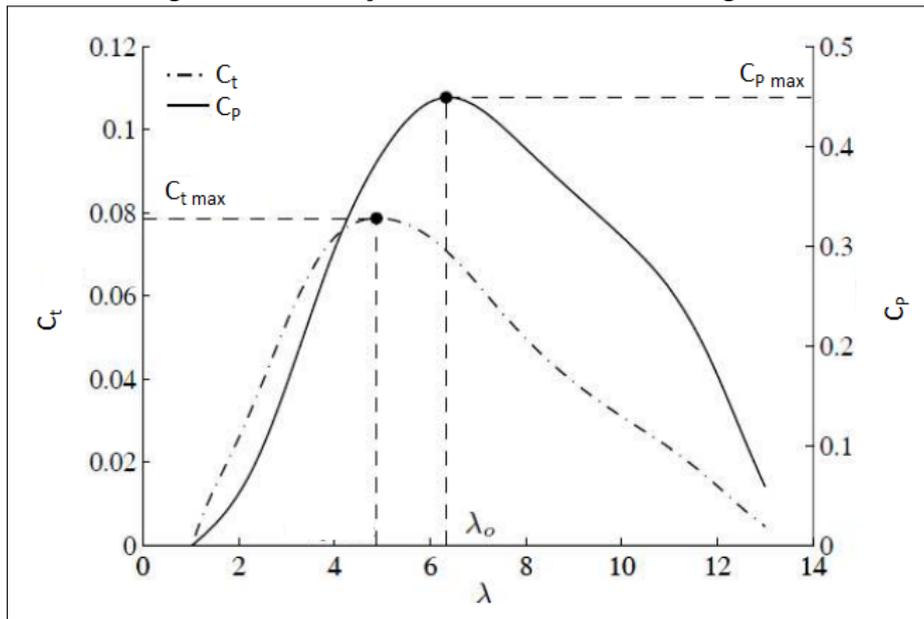
$$C_t(\lambda, \beta) = \frac{C_P(\lambda, \beta)}{\lambda}. \quad (3.9)$$

A Figura 11 ilustra a relação entre  $C_P$ ,  $C_t$  e  $\lambda$  do aerogerador. Quanto maior o valor de  $C_P$ , maior será potência extraída do vento pelo aerogerador, e quanto maior o valor de  $C_t$ , maior será o efeito esteira provocado pelo aerogerador, que corresponde a uma turbulência no vento a jusante, reduzindo sua velocidade. Dessa forma, deve-se buscar um ponto de operação com um valor maior de  $C_P$  e menor de  $C_t$ .

### 3.2.2 Modelagem do sistema mecânico

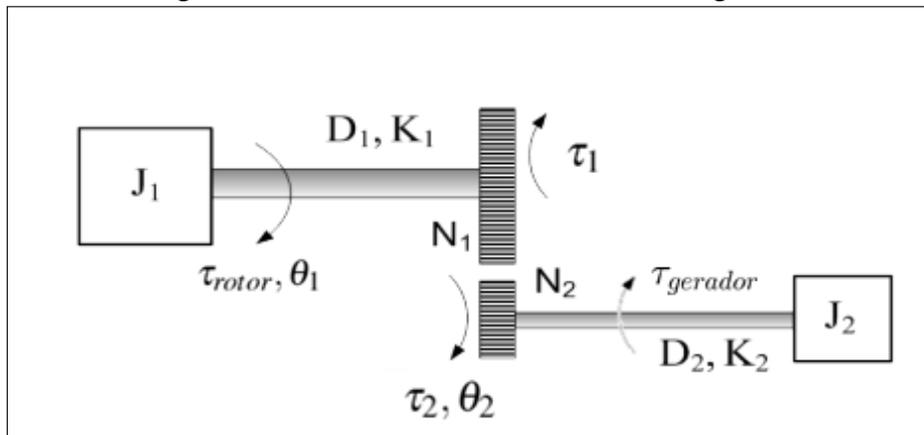
O sistema mecânico do aerogerador é constituído basicamente pelo eixo do rotor da turbina, caixa de engrenagem e eixo do gerador. A entrada desse sistema é o torque no eixo do rotor da turbina, gerado pela modelagem aerodinâmica, e a saída é o torque no eixo do gerador, que será utilizado como entrada na modelagem do sistema elétrico.

Considerando o sistema da Figura 12, onde  $H_1$  e  $H_2$  são os momentos de inércia do rotor da turbina, incluindo o eixo de baixa velocidade da caixa de engrenagens e do gerador, incluindo o eixo de alta velocidade da caixa de engrenagens, respectivamente,  $D_1$  e  $D_2$  são as constantes de amortecimento do rotor e do gerador, e  $K_1$  e  $K_2$  são as constantes elásticas do rotor e do gerador, os sistemas podem ser modelados por (3.10) e (3.11) (KUO, 1995).

Figura 11 – Relação entre  $C_P$ ,  $C_t$  e  $\lambda$  do aerogerador.

Fonte: Adaptado de (SILVA, 2013)

Figura 12 – Trem de Acionamento do Aerogerador.



Fonte: Adaptado de (SANTOSO, 2008)

$$\tau_1 = H_1 \frac{d^2 \theta_1}{dt^2} + D_1 \frac{d\theta_1}{dt} + K_1 \theta_1, \quad (3.10)$$

$$\tau_2 = H_2 \frac{d^2 \theta_2}{dt^2} + D_2 \frac{d\theta_2}{dt} + K_2 \theta_2. \quad (3.11)$$

Sendo  $N_1/N_2$  a relação de transformação da velocidade do eixo de transmissão de baixa velocidade e do eixo de transmissão do eixo de alta velocidade, pode-se estabelecer as relações entre os torques  $\tau_1$  e  $\tau_2$  e  $\theta_2$  e  $\theta_1$ . Substituindo tais relações em (3.10) e (3.11), obtém-se (3.12), (3.13) e (3.14).

$$\tau_1 = \left( \frac{N_1}{N_2} \right) \left( H_2 \frac{d^2 \theta_2}{dt^2} + D_2 \frac{d\theta_2}{dt} + K_2 \theta_2 \right), \quad (3.12)$$

$$\tau_1 = \left( \frac{N_1}{N_2} \right) \left[ H_2 \left( \frac{N_1}{N_2} \right) \frac{d^2 \theta_1}{dt^2} + D_2 \left( \frac{N_1}{N_2} \right) \frac{d\theta_1}{dt} + K_2 \left( \frac{N_1}{N_2} \right) \theta_1 \right], \quad (3.13)$$

$$\tau_1 = \left( H_{ref1} \frac{d^2 \theta_1}{dt^2} + D_{ref1} \frac{d\theta_1}{dt} + K_{ref1} \theta_1 \right). \quad (3.14)$$

A representação do sistema completo pode ser obtida substituindo (3.14) em (3.10) e reorganizando os termos, para obter (3.15), onde  $H_{eq} = H_1 + H_{ref1}$ ,  $D_{eq} = D_1 + D_{ref1}$  e  $K_{eq} = K_1 + K_{ref1}$ .

$$\tau_1 = \left( H_{eq} \frac{d^2 \theta_1}{dt^2} + D_{eq} \frac{d\theta_1}{dt} + K_{eq} \theta_1 \right). \quad (3.15)$$

A equação (3.15) contempla os efeitos da caixa de engrenagem e dos eixos do rotor e gerador da turbina, sendo conhecida como a representação de duas massas do aerogerador. Para efeitos de controle do sistema, deseja-se obter a representação no espaço de estados. Isso é feito considerando as equações de torque referidas ao lado do gerador, mostradas em (3.16) e (3.17) (GARCÍA-GRACIA *et al.*, 2008).

$$H_{eq} \frac{d^2 \theta_1}{dt^2} + D_{eq} (\omega_1 - \omega_2) + K_{eq} (\theta_1 - \theta_2) = \tau_{rotor}, \quad (3.16)$$

$$H_{eq} \frac{d^2 \theta_2}{dt^2} + D_{eq} (\omega_2 - \omega_1) + K_{eq} (\theta_2 - \theta_1) = -\tau_{gerador}. \quad (3.17)$$

Combinando (3.16) e (3.17), pode-se obter a representação do sistema no espaço de estados, em (3.18), (3.19) e (3.20), e assim calcular e controlar as grandezas em cada período da simulação.

$$\frac{d}{dt} (\theta_2 - \theta_1) = (\omega_1 - \omega_2), \quad (3.18)$$

$$\frac{d\omega_1}{dt} = \left( \frac{1}{H_{eq}} \right) [\tau_{rotor} - D_{eq}(\omega_1 - \omega_2) - K_{eq}(\theta_1 - \theta_2)], \quad (3.19)$$

$$\frac{d\omega_2}{dt} = \left( \frac{1}{H_{eq}} \right) [D_{eq}(\omega_1 - \omega_2) + K_{eq}(\theta_1 - \theta_2) - \tau_{gerador}]. \quad (3.20)$$

### 3.2.3 Modelagem do sistema elétrico

A modelagem do sistema elétrico consiste em representar o conjunto gerador/conversor para as topologias de aerogeradores de velocidade variável apresentadas, onde o Tipo 3 considera geradores de indução duplamente alimentados e o Tipo 4 considera geradores com conversor pleno.

As equações (3.21), (3.22), (3.23), (3.24), (3.25) e (3.26) descrevem as tensões do estator e do rotor para o gerador de indução duplamente alimentado, representadas nos eixos de coordenadas abc (KRAUSE *et al.*, 2013).

$$v_{sa} = R_s i_{sa} + \frac{d\lambda_{sa}}{dt}, \quad (3.21)$$

$$v_{sb} = R_s i_{sb} + \frac{d\lambda_{sb}}{dt}, \quad (3.22)$$

$$v_{sc} = R_s i_{sc} + \frac{d\lambda_{sc}}{dt}, \quad (3.23)$$

$$v_{ra} = R_r i_{ra} + \frac{d\lambda_{ra}}{dt}, \quad (3.24)$$

$$v_{rb} = R_r i_{rb} + \frac{d\lambda_{rb}}{dt}, \quad (3.25)$$

$$v_{rc} = R_r i_{rc} + \frac{d\lambda_{rc}}{dt}. \quad (3.26)$$

As variáveis  $v_{sa}$ ,  $v_{sb}$  e  $v_{sc}$  representam as tensões das fases  $a$ ,  $b$  e  $c$  do estator, respectivamente;  $v_{ra}$ ,  $v_{rb}$  e  $v_{rc}$  representam as tensões das fases  $a$ ,  $b$  e  $c$  do rotor, respectivamente;  $i_{sa}$ ,  $i_{sb}$  e  $i_{sc}$  representam as correntes das fases  $a$ ,  $b$  e  $c$  do estator, respectivamente;  $i_{ra}$ ,  $i_{rb}$  e  $i_{rc}$  representam as correntes das fases  $a$ ,  $b$  e  $c$  do rotor, respectivamente;  $R_s$  e  $R_r$  representam as resistências das fases do estator e do rotor, respectivamente;  $\lambda_{sa}$ ,  $\lambda_{sb}$  e  $\lambda_{sc}$  representam os fluxos magnéticos das fases  $a$ ,  $b$  e  $c$  do estator, respectivamente;  $\lambda_{ra}$ ,  $\lambda_{rb}$  e  $\lambda_{rc}$  representam os fluxos magnéticos das fases  $a$ ,  $b$  e  $c$  do rotor, respectivamente.

Aplicando a transformada de Park, que consiste na transformação das variáveis de tensão, corrente e fluxo magnético de estator e rotor, representadas no sistema de coordenadas  $abc$  de eixos estacionários em coordenadas  $dq$  com eixos ortogonais que giram à velocidade síncrona, e a técnica de controle vetorial orientado pelo fluxo magnético associado ao eixo  $d$ , obtém-se as equações (3.27) e (3.28) para a tensão de eixo direto e eixo em quadratura do estator no referencial do estator, respectivamente, e as equações (3.29) e (3.30) para a tensão de eixo direto e eixo em quadratura do rotor no referencial do rotor, respectivamente.

$$v_{sd} = R_s i_{sd} - \omega_s \lambda_{sq} + \frac{d\lambda_{sd}}{dt}, \quad (3.27)$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \omega_s \lambda_{sd} + \frac{d\lambda_{sq}}{dt}, \quad (3.28)$$

$$v_{rd} = R_r i_{rd} - \omega_{sl} \lambda_{rq} + \frac{d\lambda_{rd}}{dt}, \quad (3.29)$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \omega_{sl} \lambda_{rd} + \frac{d\lambda_{rq}}{dt}. \quad (3.30)$$

Em que  $\omega_{sl}$  é a frequência angular de escorregamento, apresentada em (3.31).

$$\omega_{sl} = \omega_s - \omega_r = \frac{d\theta_{sl}}{dt}. \quad (3.31)$$

Os fluxos magnéticos podem ser escritos em função das indutâncias e correntes, conforme representado nas equações (3.32), (3.33), (3.34) e (3.35).

$$\lambda_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i_{rd}, \quad (3.32)$$

$$\lambda_{sq} = L_s i_{sq} + L_m i_{rq}, \quad (3.33)$$

$$\lambda_{rd} = L_r i_{rd} + L_m i_{sd}, \quad (3.34)$$

$$\lambda_{rq} = L_r i_{rq} + L_m i_{sq}. \quad (3.35)$$

Sendo  $L_s = L_{sl} + L_m$  e  $L_r = L_{rl} + L_m$ .

Substituindo (3.32) em (3.27) e (3.33) em (3.28), obtém-se (3.36) e (3.37)

$$v_{sd} = R_s i_{sd} - \omega_s \lambda_{sq} + L_s \frac{di_{sd}}{dt} + L_m \frac{di_{rd}}{dt}, \quad (3.36)$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \omega_s \lambda_{sd} + L_s \frac{di_{sq}}{dt} + L_m \frac{di_{rq}}{dt}. \quad (3.37)$$

Da mesma forma, substitui-se (3.34) em (3.29) e (3.35) em (3.30), para se obter (3.38) e (3.39).

$$v_{rd} = R_r i_{rd} - (\omega_s - \omega_r) \lambda_{rq} + L_r \frac{di_{rd}}{dt} + L_m \frac{di_{sd}}{dt}, \quad (3.38)$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + (\omega_s - \omega_r) \lambda_{rd} + L_r \frac{di_{rq}}{dt} + L_m \frac{di_{sq}}{dt}. \quad (3.39)$$

As equações (3.36), (3.37), (3.38) e (3.39) descrevem o comportamento das tensões do conjunto gerador/conversor, e são utilizadas nos modelos matemáticos para representar esses componentes nas simulações. Por fim, a potência ativa e a potência reativa do estador e do rotor podem ser representadas por (3.40), (3.41), (3.42) e (3.43).

$$P_s = \frac{3}{2} (v_{sd} i_{sd} + v_{sq} i_{sq}), \quad (3.40)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} (v_{sq} i_{sd} - v_{sd} i_{sq}), \quad (3.41)$$

$$P_r = \frac{3}{2} (v_{rd} i_{rd} + v_{rq} i_{rq}), \quad (3.42)$$

$$Q_r = \frac{3}{2} (v_{rq} i_{rd} - v_{rd} i_{rq}). \quad (3.43)$$

### 3.3 Requisitos regulatórios para operação de usinas eólicas

Para garantir a operação confiável e robusta dos sistemas elétricos, todos os agentes de geração, transmissão e distribuição devem atender a requisitos técnicos específicos, chamados códigos de rede. Tais requisitos variam para cada país, dependendo das características do sistema elétrico local.

Os requisitos de rede impactam diretamente nos projetos de aerogeradores desenvolvidos por seus fabricantes. À medida que a participação da fonte eólica nas matrizes elétricas dos países se torna mais expressiva, os requisitos para esta fonte tendem a ser mais rigorosos fazendo com que a suportabilidade, sistemas de controle e outras características do aerogerador sejam mais robustas, e que trabalhem em níveis de operação cada vez mais restritivos.

Os códigos de rede dos países usualmente estabelecem requisitos de operação para os seguintes pontos:

- Limites de operação de frequência.
- Limites de operação de tensão.
- Controle de potência ativa.

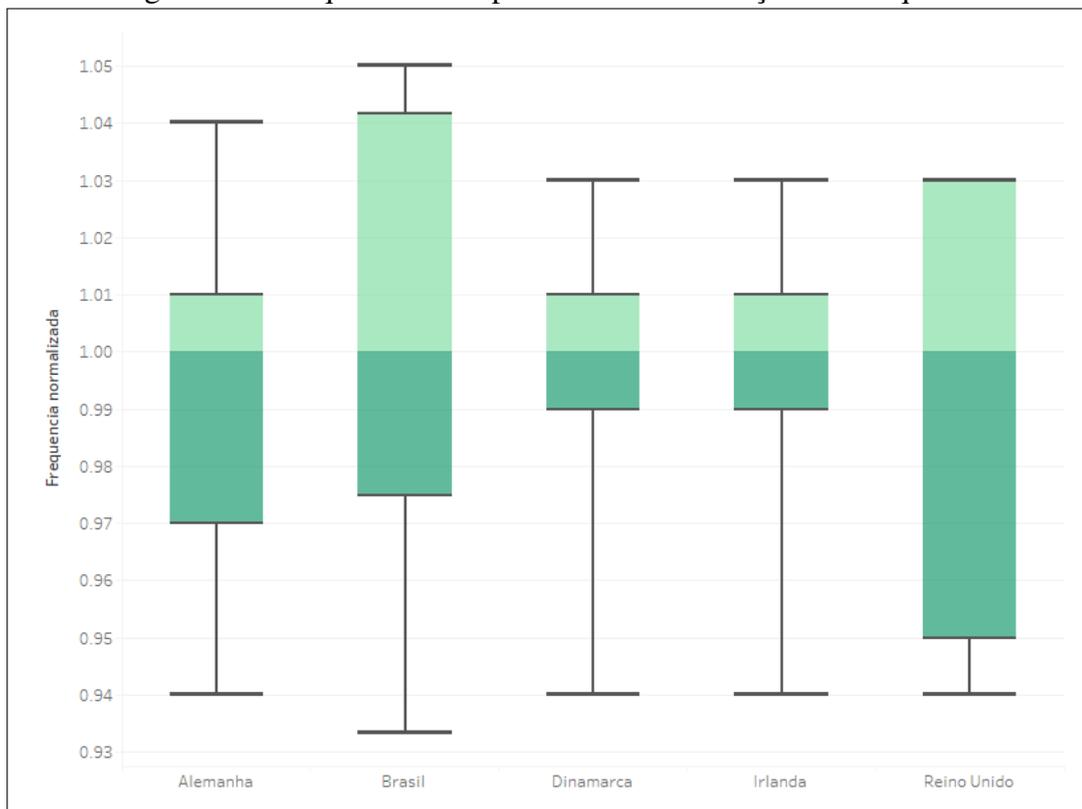
- Controle de potência reativa.

### 3.3.1 Limites de operação de frequência

Os requisitos de rede normalmente estabelecem limites de frequência para os quais os parques eólicos devem operar continuamente. Além disso, eles devem permanecer conectados ao sistema por um tempo mínimo, em caso de desvio dos limites estabelecidos, fornecendo uma potência ativa suplementar para o caso de subfrequências, ou reduzindo sua potência ativa para o caso de sobrefrequências.

A Figura 13 apresenta os requisitos de frequência em diversos países europeus e no Brasil. A região em verde é a região em que deve haver operação sem restrições, sendo verde claro para sobrefrequências e verde escuro para subfrequências. A região fora da área verde, que é delimitada por barras, é a região em que as usinas eólicas devem estar conectadas por um período de tempo especificado. Por fim, a região fora dos limites das barras é a região em que as usinas devem ser desconectadas imediatamente. Os valores de frequência apresentados são normalizados (dividindo-se o valor do requisito pela frequência nominal do respectivo país), dado que a frequência nominal da Europa é 50 Hz e a do Brasil é 60 Hz.

Figura 13 – Requisitos de suportabilidade a variações de frequência.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Pode-se verificar que, em termos proporcionais, o Brasil é o país em que a usina deve ficar conectada sem restrições para os maiores desvios de sobrefrequência, enquanto que os países do Reino Unido são os que devem ficar conectados sem restrições para maiores desvios de subfrequência. A Dinamarca e a Irlanda possuem os requisitos mais permissivos entre os países analisados, de modo que as usinas eólicas destes países podem se desconectar para as menores variações apresentadas.

Levando-se em consideração a zona em que as usinas devem permanecer conectadas por algum intervalo de tempo, pode-se verificar que o Brasil é o país que tem a maior faixa de frequência em operação. Além disso, os países do Reino Unido não possuem uma faixa de tolerância para valores de sobrefrequência, pois passam de operação por tempo indeterminado para desconexão imediata.

Para os valores de subfrequência, os países Europeus têm o mesmo limite para desconexão imediata, enquanto que para valores de sobrefrequência, a Alemanha possui um limite maior que os demais países analisados.

O controle de frequência pelas usinas eólicas em caso de subfrequências é chamado de inércia sintética. O código de rede brasileiro estabelece que as centrais eólicas com potência instalada superior a 10 MW devem participar do controle de frequência. No caso do Brasil, é exigido que as usinas eólicas contribuam com 10% de sua potência nominal por um período mínimo de 5s, para desvios de frequência superiores a 0,2 Hz, quando a potência ativa do aerogerador for igual ou superior a 25% de sua potência nominal.

Figura 14 – Requisitos de Inércia Sintética no código de rede brasileiro.



Fonte: (ONS, 2021)

Ainda de acordo com o código de rede brasileiro, a injeção inicial de potência ativa deve ser proporcional à variação da frequência, a uma taxa mínima de 0,8 pu da potência nominal do aerogerador para cada Hertz de desvio da frequência.

### 3.3.2 *Limites de operação de tensão*

Os limites de operação de tensão também são requisitos muito importantes para manter a estabilidade e a robustez do sistema elétrico. Assim como para a frequência, existem limites de tensão e tempos associados para os quais os aerogeradores devem permanecer conectados à rede.

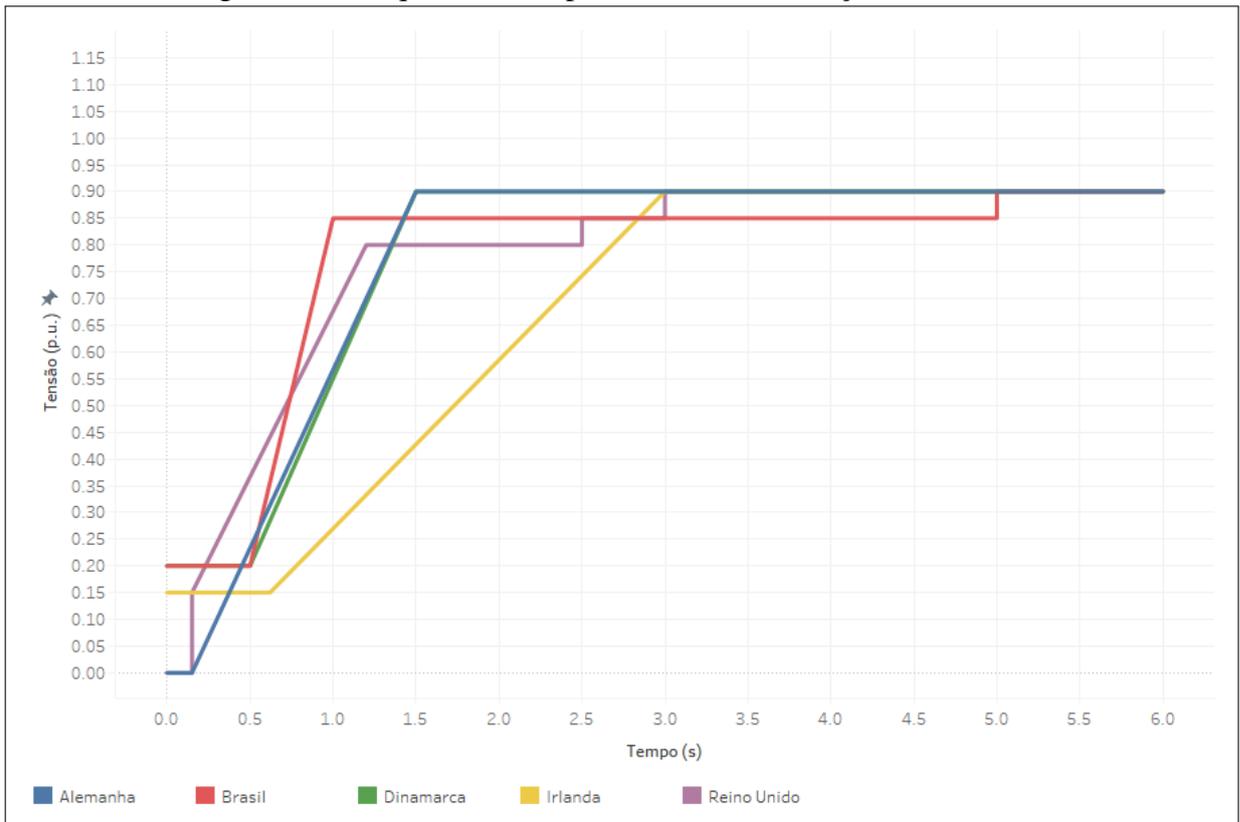
O limite inferior de tensão, ou LOW VOLTAGE RIDE THROUGH (LVRT), é um dos requisitos mais importantes para garantir a estabilidade na operação do sistema elétrico. Muitas vezes, nos deparamos com faltas no sistema que podem causar severos afundamentos de tensão e os geradores eólicos devem ser capazes de suportar essas situações, especialmente em regiões com alta participação de energia eólica, onde uma desconexão em massa pode levar ao colapso da região.

A Figura 15 apresenta os requisitos de LVRT em diversos países europeus e no Brasil. O valor de tensão é apresentado em pu, e o tempo em segundos.

Pode-se verificar que a Alemanha e os países do Reino Unido apresentam um tempo em que devem permanecer conectados para a tensão  $0p.u.$ , enquanto que o requisito para a Irlanda vai até  $0,15p.u.$ , e Brasil e Dinamarca até  $0,2p.u.$ . Na região entre  $0,55p.u.$  e  $0,84p.u.$ , o Brasil é o país menos restritivo, ou seja, onde as usinas eólicas podem se desconectar em menor tempo. Por outro lado, na região entre  $0,85p.u.$  e  $0,89p.u.$ , o Brasil torna-se o país mais restritivo, onde as usinas devem permanecer conectadas por até 5s, enquanto nos demais países analisados, o tempo de desconexão nessa região é menor. Por fim, todos os países analisados devem permanecer conectados por tempo indeterminado para valores de tensão maiores ou iguais a  $0,9p.u.$ .

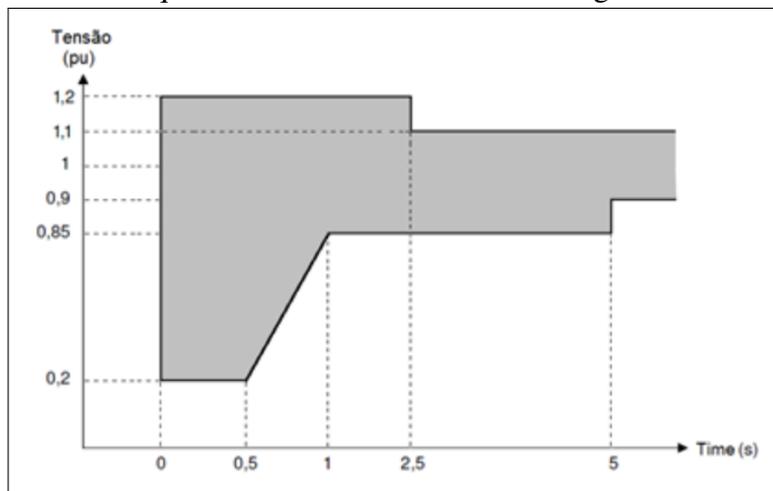
De forma análoga, existe também o limite superior de tensão, ou OVER VOLTAGE RIDE THROUGH (OVRT), que estabelece o tempo mínimo em que as usinas eólicas devem permanecer conectadas em caso de elevações de tensão de curta duração. A Figura 16 mostra os requisitos de LVRT e OVRT no Brasil.

Figura 15 – Requisitos de suportabilidade a oscilações de tensão.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Figura 16 – Requisitos de LVRT e OVRT no código de rede brasileiro.



Fonte: (ONS, 2021)

### 3.3.3 Controle de potência ativa

O controle de potência ativa está relacionado à capacidade das usinas eólicas regular sua potência ativa de saída, com variações de acordo com uma rampa especificada. Essa função normalmente é requisitada pelos operadores de sistemas para fazer o controle de carga e

geração na região onde o parque eólico está conectado. A necessidade de controle normalmente está relacionada com o equilíbrio da região, para manter a estabilidade de frequência ou conter sobrecargas em linhas de transmissão e equipamentos do sistema.

O controle de potência ativa de uma usina eólica pode funcionar com a desconexão de algumas turbinas ou com a regulação do ângulo de pitch, para fazer com que a potência de cada turbina seja reduzida. Normalmente, é utilizada a estratégia de variação do ângulo de pitch para esse controle.

Alguns códigos de rede requisitam limitações nas rampas de subida (ramp-up) ou de descida (ramp-down) de potência ativa. Essas limitações visam minimizar os efeitos transitórios de frequência ou tensão causados pela variação da potência.

### **3.3.4 Controle de potência reativa**

O controle de potência reativa está diretamente relacionado à regulação de tensão. As usinas eólicas, assim como as demais usinas de geração, devem ter a capacidade de controlar a potência reativa para que a tensão no ponto de conexão seja mantida aproximadamente constante.

Em situações normais, a injeção de potência reativa faz com que a tensão do sistema aumente, enquanto a absorção de potência reativa faz com que a tensão do sistema diminua.

Os requisitos de potência reativa nos códigos de rede usualmente são apresentados através de uma curva de capacidade, ou curva P-Q (SOURKOUNIS; TOUROU, 2013). A potência reativa no ponto de conexão usualmente depende da impedância da rede, da corrente de curto-circuito do sistema ou das cargas conectadas próximas ao ponto de conexão da usina. Os requisitos de potência reativa para alguns países europeus e para o Brasil é apresentado na Figura 17.

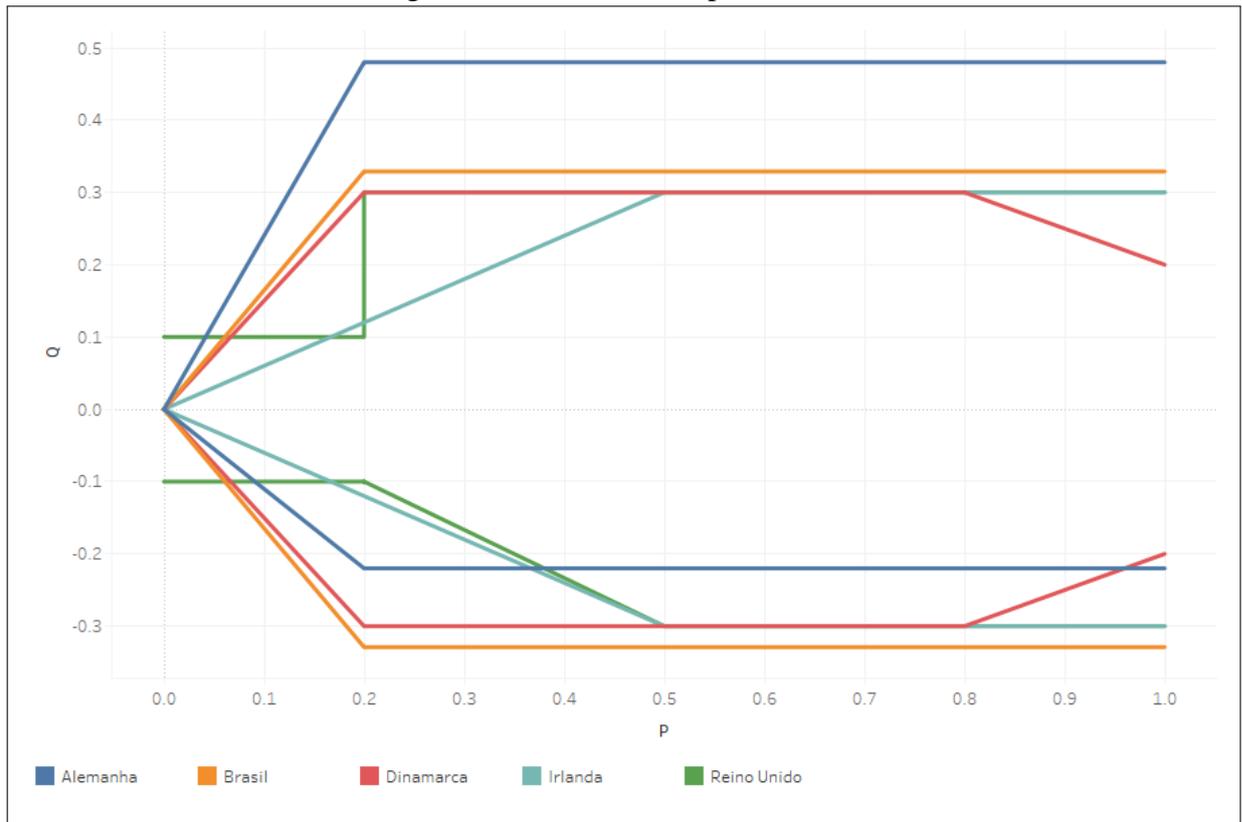
Pode-se verificar que o Brasil apresenta uma curva P-Q simétrica, sendo o limite da curva inferior o maior em relação aos demais países analisados.

A Alemanha, porém, possui o maior requisito de reativo capacitivo, mas um requisito reduzido para o indutivo (HANSEN *et al.*, 2021).

No código de rede brasileiro, o controle de potência reativa deve ser realizado a partir de três modos distintos de operação:

- Controle de tensão.
- Controle de potência reativa.
- Controle de fator de potência.

Figura 17 – Curvas de capacidade.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

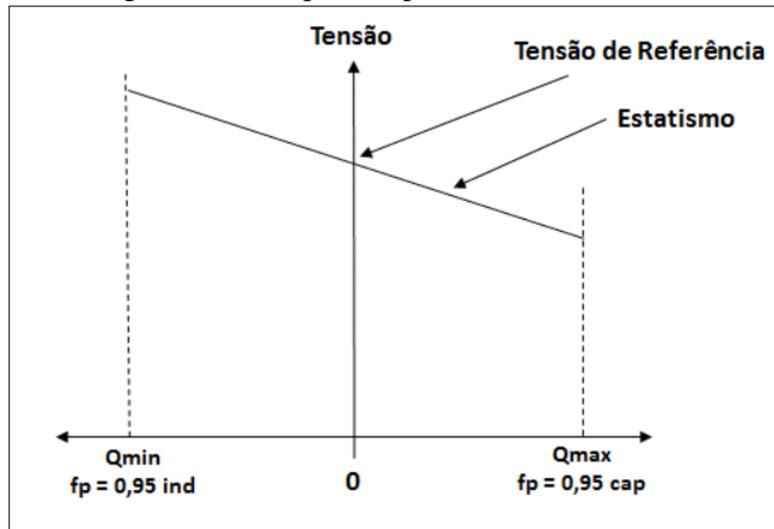
O modo de controle de tensão é o modo prioritário, enquanto o modo de controle de potência reativa ou o modo de controle de fator de potência podem ser utilizados dependendo das necessidades do sistema, caso demandado pelo ONS.

Para o controle de tensão, a usina eólica deve ser capaz de prover controle da tensão no barramento coletor dos aerogeradores para uma tensão de referência ajustável entre 95% e 105% da tensão nominal, e com um estatismo (droop) ajustável numa faixa de 2% a 7%, obtida com potência ativa nominal e fator de potência igual a 0,95, como ilustrado na Figura 18.

Para o controle de potência reativa, o código de rede brasileiro exige que a usina eólica seja capaz de fornecer ou absorver 0,329 pu sempre que a potência ativa seja maior ou igual a 0,2 pu. Para valores de potência ativa entre 0 e 0,2 pu, a potência reativa a ser fornecida deve obedecer às retas da Figura 19.

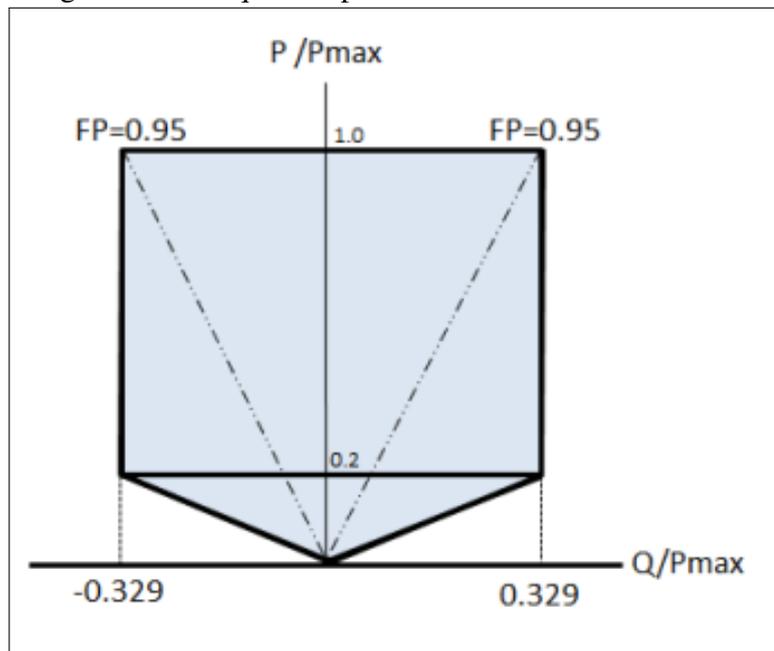
Por fim, o controle de fator de potência no Brasil, deve permitir que a usina opere com valores de fator de potência entre 0,95 capacitivo e 0,95 indutivo.

Figura 18 – Requisitos para Controle de Tensão.



Fonte: (ONS, 2021)

Figura 19 – Requisitos para Controle de Potência Reativa.



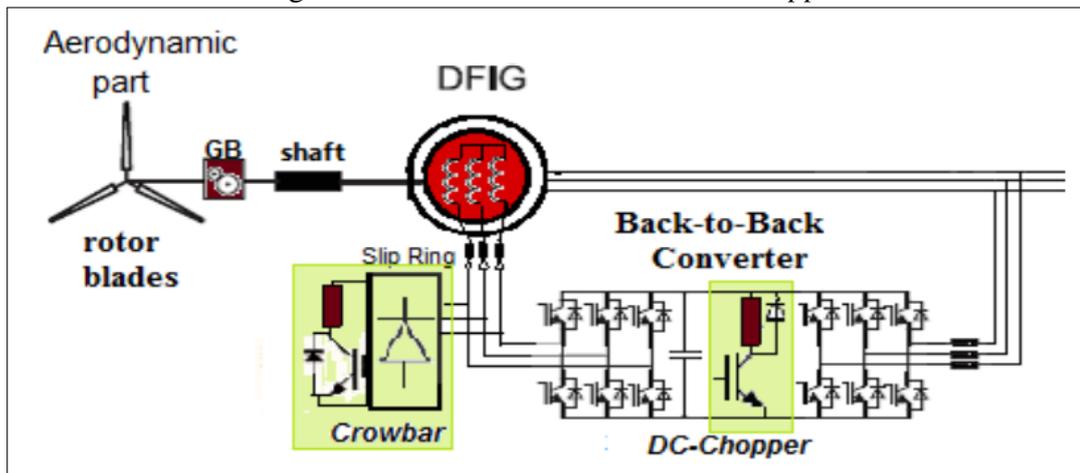
Fonte: (ONS, 2021)

### 3.4 Estratégias de suportabilidade às variações de tensão de curta duração

Para as turbinas de velocidade variável com gerador de indução de dupla alimentação (Tipo 3), a estratégia para suportabilidade às variações de tensão de curta duração é com a adição de um circuito de proteção *crowbar* no rotor do gerador. O funcionamento do circuito *crowbar* consiste em curto-circuitar os terminais do rotor do gerador em caso de falta na rede. O circuito do *crowbar* é montado com equipamentos de eletrônica de potência e uma resistência que será responsável por dissipar a energia da falta em caso de acionamento deste.

O circuito do *crowbar* pode ser ativo ou passivo, dependendo dos equipamentos utilizados. O circuito passivo geralmente utiliza diodos como elemento de chaveamento. Com a evolução da eletrônica de potência, os circuitos de *crowbar* estão sendo cada vez mais ativos, com a utilização de IGBTs como elementos de chaveamento.

Figura 20 – Circuitos do *Crowbar* e *Chopper*.



Fonte: (ABOFARD *et al.*, 2016)

Um afundamento de tensão na rede durante o carregamento dos capacitores do elo CC causa sobrecorrentes no rotor que levam a tensão do elo CC à instabilidade. No momento da falta, a potência em excesso no rotor não pode ser enviada ao estator por conta da situação da rede, e dessa forma a tensão do banco de capacitores do elo CC tende a aumentar, comprometendo a segurança dos capacitores e elementos semicondutores. Nesse caso, é introduzido um circuito DC *Chopper*, que de maneira similar ao *crowbar*, é responsável por dissipar em uma resistência a energia em excesso quando há desbalanços no rotor e no estator. Esse circuito pode inibir variações bruscas de tensão no elo CC, mantendo-a estável.

O sinal de comando do circuito *Chopper* é determinado pela tensão do elo CC, de modo que quando esta supera o limite superior ajustado no conversor, o chaveamento é realizado e haverá dissipação de potência no resistor do *Chopper* para manter a tensão do elo CC aproximadamente constante e estável.

Os circuitos de proteção *crowbar* e *Chopper* combinados são responsáveis pela proteção do conversor em caso de variações de tensão de curta duração, fazendo com que os aerogeradores sejam mais robustos a falhas na rede, e sua desconexão seja evitada nas regiões de atendimento aos procedimentos de rede.

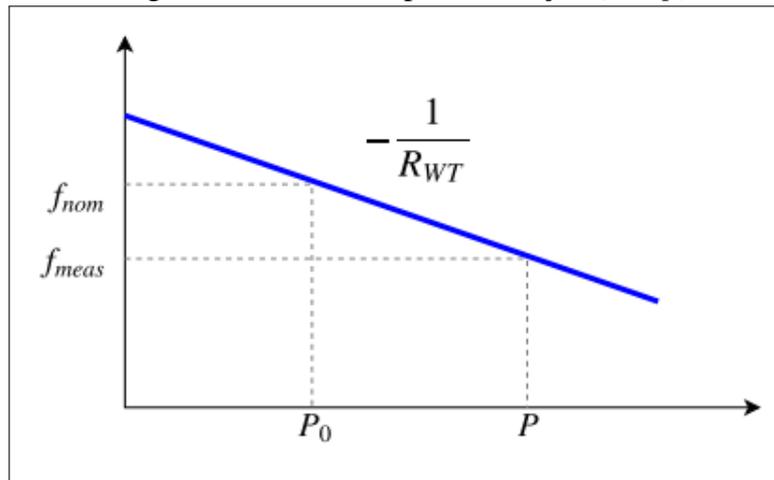
### 3.5 Estratégias para emulação de inércia

A emulação de inércia nos aerogeradores pode ser realizada utilizando duas abordagens distintas. Na primeira, o aerogerador opera no ponto ótimo de operação, no qual a potência ativa de saída é a máxima possível para a velocidade de vento incidente. Na segunda abordagem, o aerogerador opera fora de sua velocidade ótima, e a potência ativa de saída é inferior à máxima possível para a velocidade de vento incidente.

Na primeira abordagem, uma malha suplementar de controle é introduzida no controlador de potência para aumentar a potência entregue pela planta eólica. A malha adicional de controle é ativada apenas sob desequilíbrios de potência (ou seja, desvios de frequência), fornecendo a energia cinética armazenada nas partes móveis do AG para a rede como uma potência ativa adicional por alguns segundos. O sinal de controle é proporcional à variação de frequência, de modo que o ganho desse sinal é dado pelo estatismo da máquina, conforme Figura 21. O controle de potência é o mesmo controle *droop* usado nas máquinas convencionais, porém realizado pelo conversor, o que oferece uma resposta muito mais rápida se assemelhando à resposta inercial das máquinas convencionais.

A potência ativa suplementar que será injetada na rede é obtida a partir da extração da energia cinética do rotor da turbina, fazendo com que sua velocidade seja reduzida enquanto houver tal injeção de potência ativa suplementar. Por essa razão, essa abordagem permite que o aerogerador contribua com o controle de frequência apenas por alguns instantes, para que a velocidade do rotor não seja reduzida a ponto de perder o sincronismo da máquina e provocar sua desconexão. Além disso, após o fornecimento da potência ativa suplementar, o aerogerador deve usar a energia extraída dos ventos para recuperar sua velocidade e retornar a operar no MPP. Neste período de recuperação, a potência fornecida à rede será inferior à potência devida para a velocidade do vento no momento, o que é um motivo de atenção, para que o sistema não tenha uma nova queda de frequência.

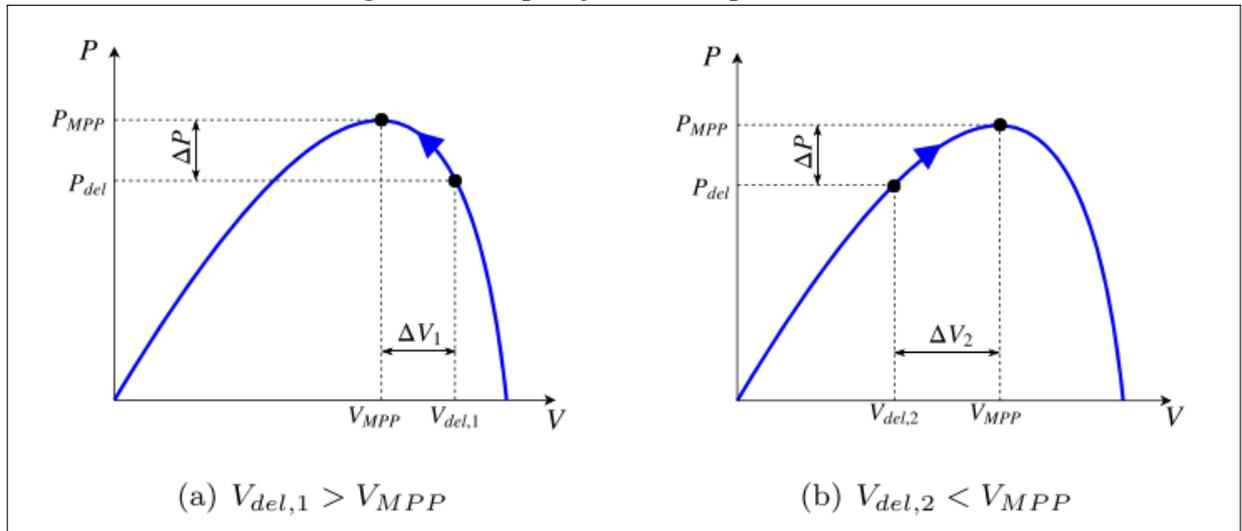
Para a segunda abordagem, podem ser utilizados os controles de Pitch e de velocidade do gerador pelo conversor estático, para alterar a velocidade de rotação do aerogerador, de modo que a turbina opere fora do MPP. No caso do controle de pitch, a variação do ângulo das pás faz com que a potência ativa de saída da turbina seja menor que a potência ótima para a velocidade de vento incidente, criando assim uma reserva de potência, que leva à redução do rendimento do aerogerador. Em caso de desvios de frequência, a variação do ângulo de pitch para a posição ótima faz com que a reserva de potência seja utilizada e que a turbina passe a operar em seu ponto

Figura 21 – Controle por inclinação (*droop*).

Fonte: (FERNÁNDEZ-GUILLAMÓN *et al.*, 2019)

de operação ótimo através da variação da velocidade do rotor, fazendo com que uma potência ativa suplementar seja enviada ao sistema, conforme Figura 22. De modo análogo, o controle de velocidade do gerador faz com que a turbina opere com velocidade acima da ótima, também criando uma reserva de potência. Quando há desvios de frequência nesse caso, o controle de velocidade reduz a velocidade do gerador para a velocidade ótima, fazendo com que a reserva de potência ativa seja enviada ao sistema.

Figura 22 – Operação fora do ponto ótimo.



Fonte: (FERNÁNDEZ-GUILLAMÓN *et al.*, 2019)

A primeira abordagem, baseada no controle *droop*, não altera a operação do aerogerador em regime permanente, de modo que a energia gerada é otimizada. No código de rede brasileiro, essa é a abordagem requisitada às usinas eólicas, e a potência ativa suplementar deve

ser de 10% de sua potência nominal por 5 segundos. A principal vantagem dessa abordagem para os proprietários de parques eólicos é de que a energia gerada pela usina é otimizada, e esta é chamada a contribuir com o controle de frequência apenas em casos de subfrequência, ao contrário das estratégias de *deload* ou desabastecimento.

A segunda abordagem consiste em fazer com que, em regime permanente, o aerogerador opere com uma velocidade angular acima ou abaixo da velocidade ótima que extrai a maior energia dos ventos. Dessa forma, a turbina não produz a potência devida durante a operação, e conseqüentemente produz menos energia, o que é indesejável para os proprietários de parques eólicos. Por outro lado, para os operadores do sistema elétrico, a estratégia de *deload* pelo conversor permite que o aerogerador tenha uma contribuição muito mais robusta em termo de inércia sintética, pois a operação em sobrevelocidade faz com que a turbina tenha uma reserva de potência, que em casos de subfrequência pode ser fornecida ao sistema por um período de tempo mais longo, a depender das condições de vento, pois o incremento da potência ativa de saída faz com que a velocidade diminua, levando a turbina a operar no ponto ótimo.

A estratégia de operação na condição *deload* constitui-se uma operação com reserva de potência e para tal seria necessário a recompensa financeira dos investidores do parque na forma de serviço ancilar, para compensar as perdas de geração, mas isso não está previsto no código de rede brasileiro vigente.

## 4 MODELOS GENÉRICOS DE AEROGERADORES DE VELOCIDADE VARIÁVEL

Por conta das necessidades atuais dos sistemas elétricos de potência mundiais, os operadores de sistema precisam realizar constantemente estudos de estabilidade para verificar a robustez e identificar pontos de fragilidade na rede. Além disso, as usinas eólicas são cada vez mais requisitadas nesses estudos por conta de sua crescente e expressiva participação nas matrizes elétricas dos países.

Os modelos de aerogeradores utilizados nesses estudos são desenvolvidos por seus fabricantes, e permitem representar apenas a sua turbina, com todas as suas particularidades. Geralmente são modelos complexos, sem documentação, com muitos parâmetros e desenvolvidos para softwares de simulação específicos, de modo que sua reprodução se torna muito específica e sigilosa.

Nesse contexto, algumas organizações internacionais como WECC (Western Electricity Coordinating Council) e IEC (International Electrotechnical Commission) estão trabalhando no desenvolvimento de modelos genéricos de aerogeradores e usinas eólicas para estudos de estabilidade. O objetivo desses modelos genéricos é de poder representar o comportamento de aerogeradores de qualquer fabricante, produzindo resultados de simulação suficientemente precisos sem precisar de um grande número de parâmetros e com documentação suficiente para serem reproduzidos em softwares comerciais de simulação computacional.

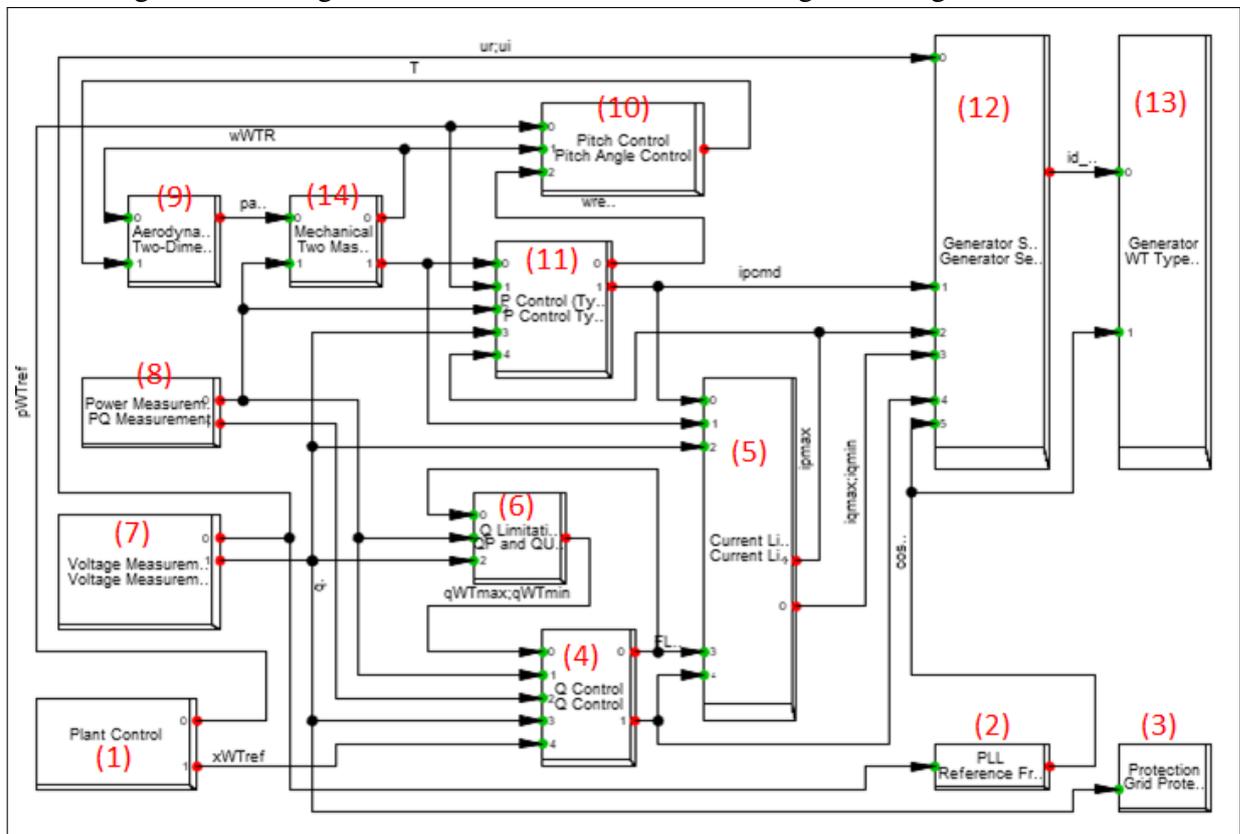
Os fabricantes de aerogeradores estão diretamente envolvidos no desenvolvimento dos modelos genéricos, através do fornecimento de dados de campo e valores de parâmetros para definir o comportamento de suas turbinas. As versões de modelos genéricos mais recentes de WECC e IEC contam com a participação das empresas GE, Siemens, ABB, REpower/Senvion, Vestas e Gamesa.

### 4.1 Principais tipos de modelos genéricos de aerogeradores

Os principais tipos de modelos genéricos de aerogeradores são os desenvolvidos pelo WECC e pelo IEC, como já mencionado anteriormente. Tais modelos compartilham muitos sistemas e características em comum, mas também têm suas diferenças, principalmente no que diz respeito às normas internacionais (americanas e europeias por exemplo) a que cada um é proposto para ser melhor adaptado (LORENZO-BONACHE *et al.*, 2019a). Os blocos que compõem cada modelo estão representados nas Figuras 23 e 24, com a descrição de cada bloco

nas Tabelas 2 e 3, respectivamente.

Figura 23 – Diagrama de blocos dos modelos de aerogeradores genéricos IEC.



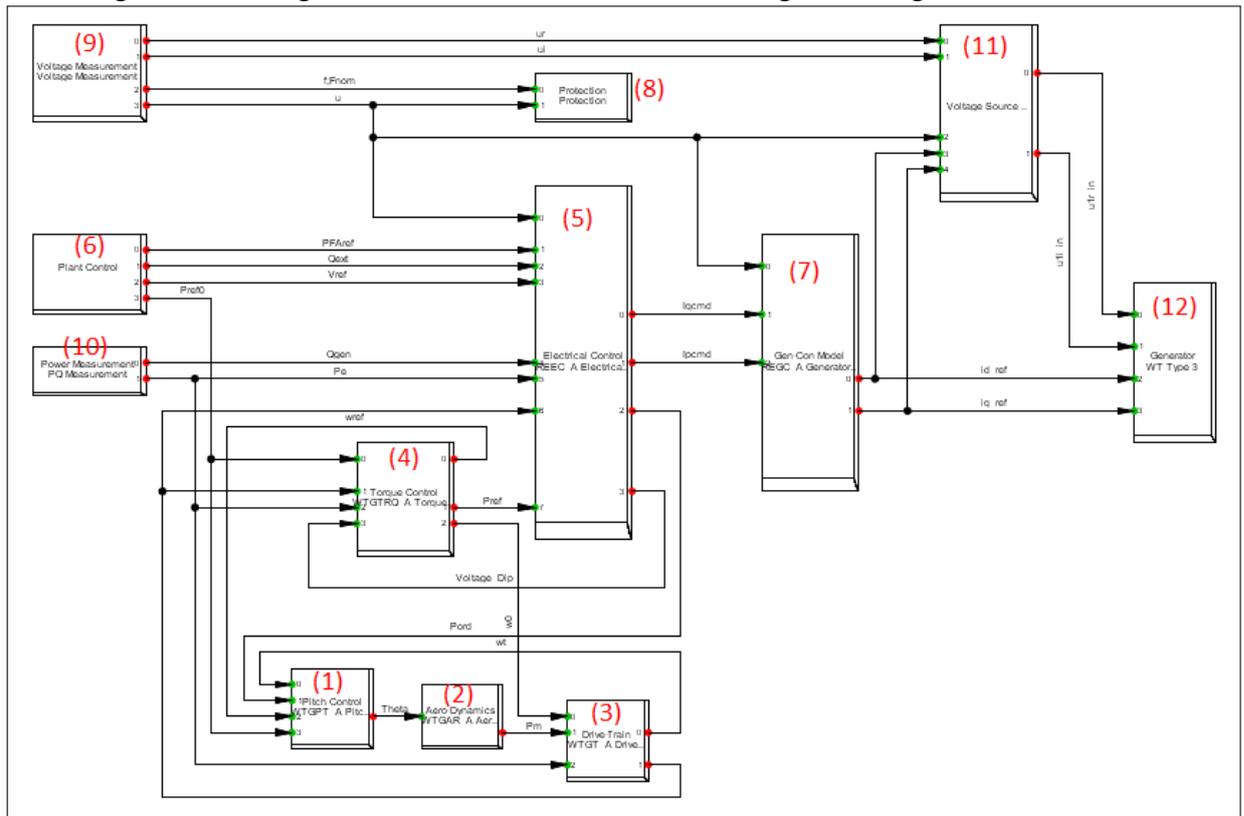
Fonte: (DIGSILENT, 2018)

Tabela 2 – Descrição dos blocos do modelo IEC.

Número	Descrição
(1)	Controle da Planta
(2)	Referência de Rotação (PLL)
(3)	Proteção
(4)	Controle de Potência Reativa
(5)	Limitação de Corrente
(6)	Limitação de Potência Reativa
(7)	Medição de Tensão
(8)	Medição de Potência P/Q
(9)	Aerodinâmica
(10)	Controle de Pitch
(11)	Controle de Potência Ativa
(12)	Sistema do Gerador
(13)	Elemento Gerador
(14)	Modelo Mecânico de Duas Massas

Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Figura 24 – Diagrama de blocos dos modelos de aerogeradores genéricos WECC.



Fonte: (DIGSILENT, 2018)

Tabela 3 – Descrição dos blocos do modelo WECC.

Número	Descrição
(1)	WTGPT_A: Controle de Pitch
(2)	WTGAR_A: Aerodinâmica
(3)	WTGT_A: Trem de Acionamento
(4)	WTGTRQ_A: Controle de Torque
(5)	REEC_A: Controle P/Q
(6)	REPC_A: Controle da Planta
(7)	REGC_A: Gerador/Conversor
(8)	Proteção
(9)	Medição de Tensão
(10)	Medição de Potência P/Q
(11)	Referência de Tensão (Não utilizado)
(12)	Elemento Gerador

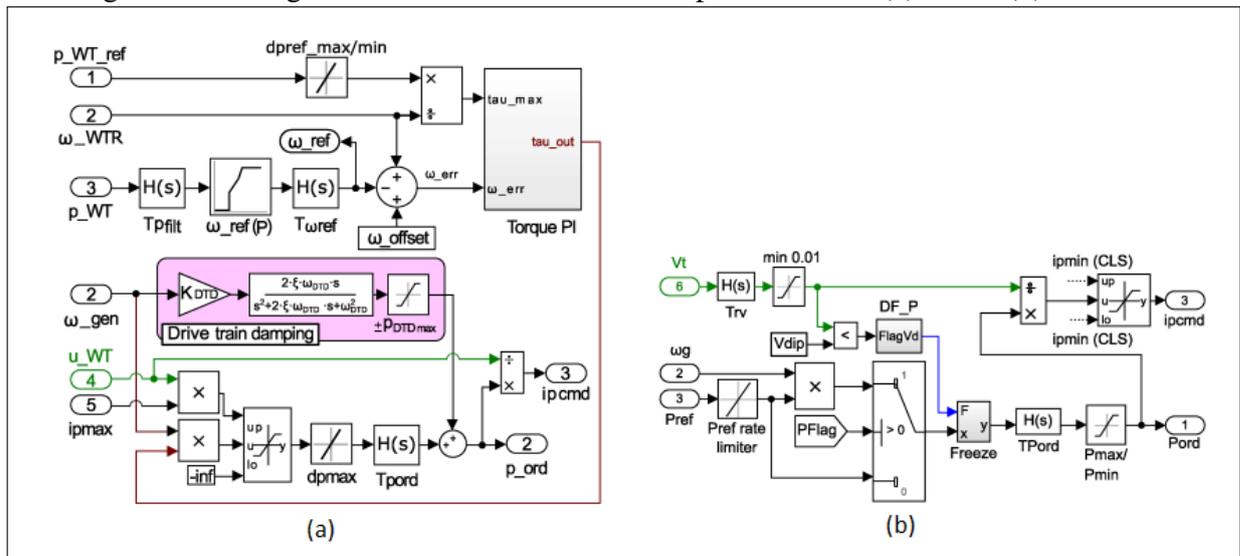
Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Os modelos genéricos IEC são baseados na norma IEC 61400-27-1 (COMMISSION, 2015), enquanto os modelos dinâmicos WECC seguem as diretrizes para simulação dos operadores de rede dos Estados Unidos (WECC, 2014).

### 4.1.1 Controle de potência ativa

A primeira diferença apresentada é com relação ao sistema de controle de potência ativa. Tais sistemas, para WECC e IEC, são apresentados na Figura 25, correspondente ao bloco *P Control* do modelo IEC, da Figura 23 e à parcela de potência ativa presente no bloco *REEC\_A* do modelo WECC, da Figura 24.

Figura 25 – Diagrama de blocos do controle de potência ativa (a) IEC e (b) WECC.



Fonte: (LORENZO-BONACHE *et al.*, 2019a)

Para realizar tal controle, são utilizados controladores Proporcional Integrals (PI) e filtros de primeira ordem, que têm o formato de (4.1), na qual  $T_{nome}$  corresponde à constante de tempo específica de cada filtro (GOKSU *et al.*, 2016).

$$H(S) = \frac{1}{sT_{nome} + 1}. \quad (4.1)$$

Como pode ser verificado na Figura 25, a estrutura de controle de potência ativa do modelo IEC é mais complexa que a do modelo WECC. Ela contém funções mais sofisticadas para controlar a potência em situações de falta na rede e subsequente reestabelecimento da tensão. O comportamento de tais sistemas envolve tabelas de busca, que contém a velocidade angular que o rotor do aerogerador deveria ter para cada valor de potência ativa injetado. Essa referência de velocidade é subtraída da velocidade angular real do rotor, e esse erro calculado será a entrada de um controlador PI, que servirá como referência de torque do aerogerador. Tal referência de torque, é multiplicada pela velocidade angular para se obter a potência ativa, que é

dividida pela tensão para, enfim obter-se o comando de corrente ativa, que será a entrada para o modelo do gerador (LORENZO-BONACHE *et al.*, 2019a).

O modelo WECC permite a seleção de diferentes modos de controle através dos flags  $P_{Flag}$  e  $T_{Flag}$ .  $P_{Flag}$  faz parte do bloco  $REEC\_A$  da Figura 24, e determina se o controle de potência ativa será comandado pelo torque eletromagnético ou pela referência de potência ativa, enquanto  $T_{Flag}$  faz parte do bloco  $WTGTRQ\_A$  da Figura 24, e é utilizado para selecionar entre o erro de velocidade angular ou erro de potência ativa como entrada para o controlador PI. O modelo IEC, por sua vez, não possui essa versatilidade, de modo que sua potência ativa é comandada apenas pela referência de potência ativa e erro de velocidade angular.

Além das referências de controle, outra grande diferença entre os controles de potência ativa dos dois modelos é o controle durante e após um afundamento de tensão, que é mais complexo no modelo IEC. No modelo IEC, o sistema de reestabelecimento (freeze), pode controlar a taxa do torque de saída e o valor de torque de forma mais precisa. Na ocorrência de uma falta, o sinal  $freeze_1$  recebe o valor 1, e tal valor é mantido durante a falta, e por um período pós falta, que é controlado pelo bloco  $DF_{Torque}$ . A componente proporcional do controlador, recebe então o valor 0, enquanto a outra parte do controlador recebe o valor mínimo entre o incremento do valor do torque (que pode ser utilizado para controlar os esforços mecânicos, ou atender algum requisito do código de rede), ou a saída da parte integral, que atua de acordo com o erro entre sua própria saída, e a saída do sistema.

No caso do modelo WECC, o controle pode assumir diferentes referências, como explicado anteriormente. Em caso de faltas, o controlador PI é congelado, o que significa que a parte proporcional recebe o valor 0, assim como a parte integral, de modo que sua saída será constante (WECC, 2014).

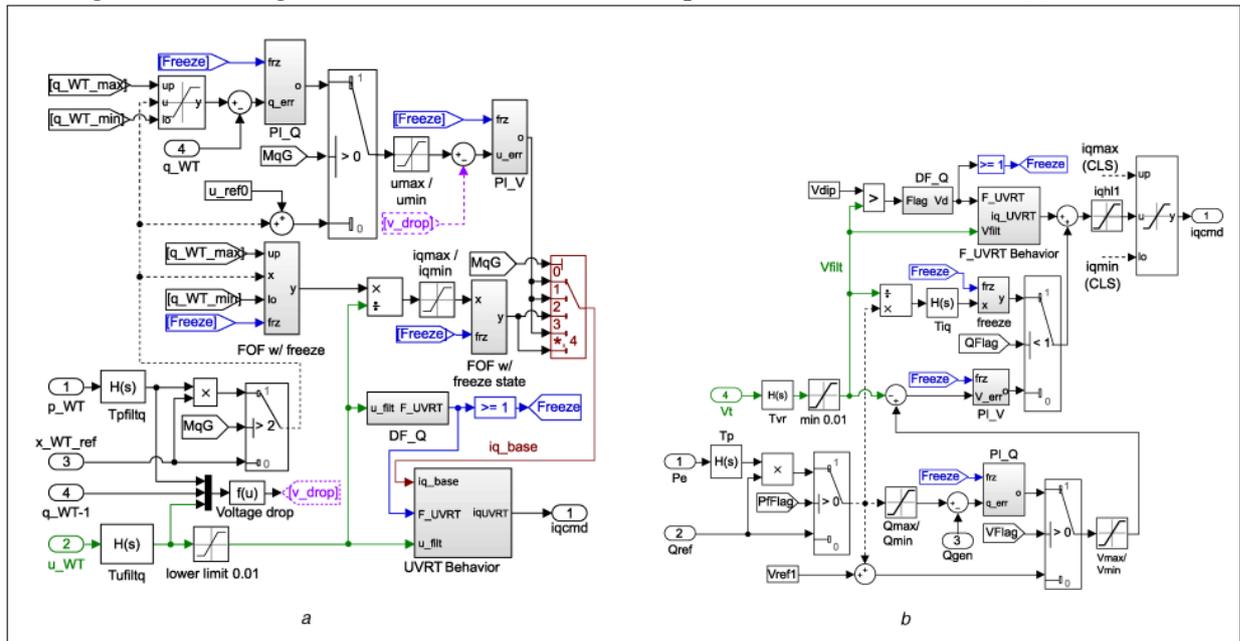
Esse comportamento reflete a principal diferença entre os controles de potência ativa do modelo WECC e do modelo IEC, de modo que em caso de faltas, o modelo WECC se comporta como em regime permanente, e o modelo IEC pode ser ajustado para responder durante o transitório.

#### **4.1.2 Controle de potência reativa**

Com relação à potência reativa, ambos modelos utilizam flags para definir se o comando de controle terá referência de potência reativa, referência de tensão ou referência de fator de potência. O modelo IEC utiliza uma única flag  $MqG$ , que pode variar de 0 a 4, enquanto

o modelo WECC utiliza três flags distintas, que são Pfflag, QFlag e VFlag, que podem assumir valores 0 ou 1 cada uma. Os diagramas de blocos de controle de potência reativa dos modelos WECC e IEC estão na Figura 26. Nos dois modelos, a referência de potência reativa é recebida a partir do controlador da planta (POURBEIK, 2015).

Figura 26 – Diagrama de blocos do controle de potência reativa (a) IEC e (b) WECC.



Fonte: (LORENZO-BONACHE *et al.*, 2019a)

Assim como no controle de potência ativa, o modelo IEC tem um comportamento mais complexo em caso de afundamento de tensão. Para o modelo IEC, é possível escolher entre três modos de controle possíveis para potência reativa em casos de afundamento de tensão. O primeiro modo funciona com a corrente reativa injetada sendo proporcional à magnitude da queda de tensão sentida pela máquina. No segundo modo, a corrente reativa durante o afundamento de tensão é igual à corrente reativa antes da falta, somada a um valor proporcional à magnitude da queda de tensão. O terceiro modo, por fim, funciona igual ao segundo, mas com a adição de uma componente de corrente reativa constante durante um certo período pós falta (COMMISSION, 2015).

O modelo WECC, por padrão, tem o comportamento para afundamentos de tensão igual ao terceiro modo de controle do modelo IEC, no qual a corrente reativa é igual à magnitude da corrente reativa antes da falta, somada a um valor proporcional à magnitude da queda de tensão sentida pela turbina, com a adição de uma componente constante de corrente reativa durante um certo período pós falta. É possível implementar o segundo modo de controle IEC no modelo

WECC fazendo o parâmetro  $i_{q_{post}} = 0$ , pois a componente constante de corrente reativa durante o período pós falta será zerada. O primeiro modo de controle do modelo IEC durante afundamentos de tensão, entretanto, não pode ser representado no modelo WECC (LORENZO-BONACHE *et al.*, 2019a).

Outra diferença é que o modelo IEC utiliza o valor de tensão de regime permanente para determinar o valor de afundamento de tensão, enquanto o modelo WECC tem um parâmetro ( $V_{ref0}$ ) que estabelece a tensão que será utilizada como referência para calcular o afundamento.

De maneira geral, as principais diferenças referentes ao controle de potência reativa entre os modelos IEC e WECC estão relacionadas ao comportamento do aerogerador em caso de afundamentos de tensão, em regime transitório, assim como o controle de potência ativa.

Uma última diferença no controle de potência reativa, é que o modelo IEC implementa um sistema dinâmico de limitação de potência reativa, através dos sinais  $q_{WT\_max}$  e  $q_{WT\_min}$  que são calculados a partir do valor mínimo entre duas tabelas de consulta, em função da tensão e potência ativa do sistema. No caso o modelo WECC, a limitação de potência reativa é estática, através de parâmetros passados ao modelo.

#### **4.1.3 Sistema de limitação de corrente**

Com relação à limitação de corrente injetada, o modelo IEC possui um parâmetro  $Mq_{pri}$ , que é responsável por selecionar a prioridade entre componente ativa da corrente e componente reativa da corrente. Essa prioridade é aplicada apenas em situações de faltas, pois em regime permanente, a prioridade será sempre da componente ativa da corrente.

Em regime permanente, a limitação de corrente dos modelos WECC e IEC seguem a lógica definida no relatório WECC (WECC, 2014).

Durante as faltas, o modelo IEC permite a modificação da corrente máxima que pode ser injetada pelo aerogerador, através do parâmetro  $imax_{dip}$ . Além disso, no modelo IEC, a máxima corrente reativa pode ser limitada em função da tensão (COMMISSION, 2015).

Essas limitações de regime transitório não estão contidas no modelo WECC. Portanto, o controle da corrente injetada durante faltas pode ser ajustado de forma mais precisa no modelo IEC.

## 4.2 Modelagem WECC

Nesse trabalho, as simulações serão conduzidas com base no modelo genérico WECC. Serão considerados apenas os aerogeradores Tipo 3 e Tipo 4, que são os mais instalados atualmente, possivelmente correspondendo à totalidade das novas instalações de parques eólicos.

No desenvolvimento matemático de cada bloco do modelo, foi necessária a adoção de algumas premissas para que o modelo não seja excessivamente complexo de ser implementado e, ao mesmo tempo, consiga representar de forma satisfatória o comportamento do aerogerador nas simulações realizadas. Nesse contexto, as principais limitações dos modelos WECC são listadas abaixo (WECC, 2014).

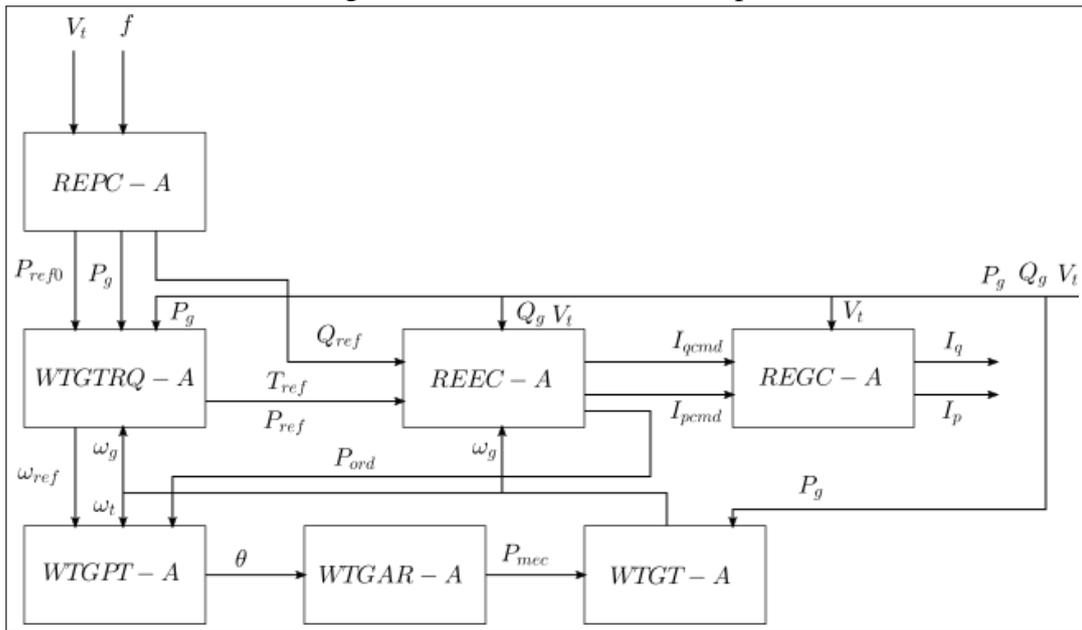
- Os modelos são feitos apenas com base na sequência positiva, portanto, não são recomendados para utilização em sistemas desbalanceados.
- Os modelos conseguem reproduzir as oscilações eletromecânicas de baixa frequência (0,1-3Hz), por isso, não são recomendados para estudos de estabilidade eletromagnética.
- A frequência de chaveamento dos conversores estáticos é assumida muito mais alta que a frequência dos eventos eletromecânicos, portanto os sinais de controle do conversor são modelados com equações algébricas, e as malhas de controle internas do conversor não são modeladas.
- Os modelos não incluem uma representação detalhada da dinâmica dos ventos, portanto a velocidade do vento é considerada constante nos estudos. Essa simplificação pode ser considerada razoável para estudos de estabilidade eletromecânica, para simulações com duração de 20 a 30 segundos.

As estruturas, em diagramas de blocos, dos modelos genéricos WECC Tipo 3 e Tipo 4 são apresentadas nas Figuras 27 e 28, respectivamente.

Os blocos que compõem os modelos dinâmicos WECC são listados abaixo.

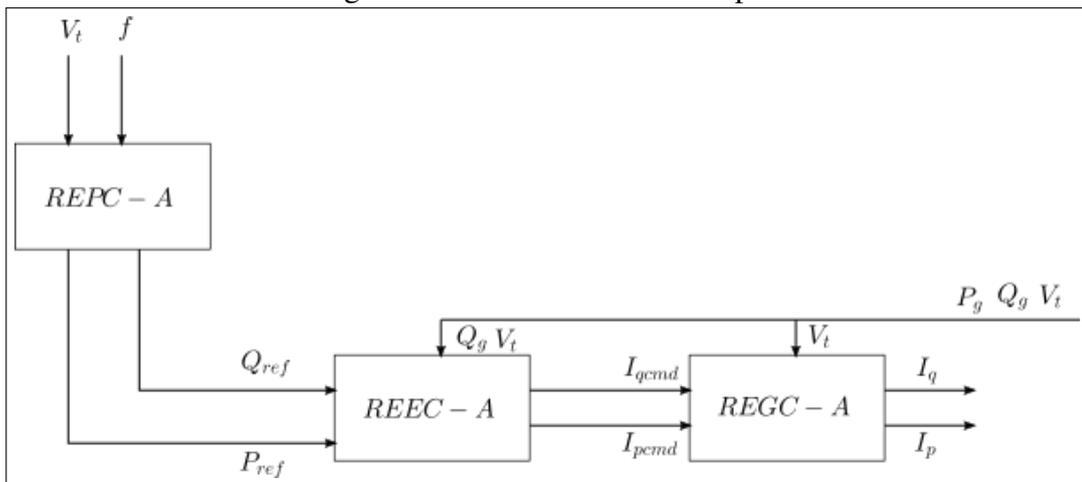
- *REGC\_A*: Modelo Gerador/Conversor
- *REEC\_A*: Modelo de Controle P/Q
- *REPC\_A*: Modelo de Controle da Planta
- *WTGT\_A*: Modelo do Trem de Acionamento
- *WTGAR\_A*: Modelagem Aerodinâmica
- *WTGPT\_A*: Modelo do Controlador do Pitch
- *WTGTRQ\_A*: Modelo do Controlador de Toque

Figura 27 – Estrutura WECC Tipo 3.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Figura 28 – Estrutura WECC Tipo 4.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

O modelo WECC Tipo 3 possui mais blocos em sua representação por conta da conexão entre o estator do aerogerador e a rede externa. Nessa configuração, o Trem de Acionamento, Controle de Torque, Controle de Pitch e Modelagem Aerodinâmica precisam ser modelados, pois se relacionam com a rede externa. Para o modelo Tipo 4, esses blocos não são necessários, pois o conversor de frequência conectado ao estator desacopla o rotor e demais componentes mecânicos da rede externa (MOTTA *et al.*, 2019). As próximas subseções detalham as equações e funcionalidade de cada bloco de controle que compõem o modelo dinâmico WECC de aerogerador.

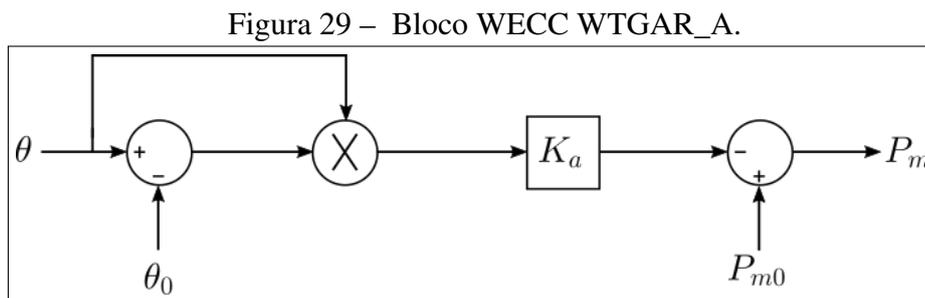
#### 4.2.1 Modelagem aerodinâmica (WTGAR\_A)

Este bloco representa a extração de potência mecânica do vento. Para uma velocidade de vento considerada constante, pode-se aproximar a relação entre a potência mecânica e o ângulo de pitch por (4.2).

$$P_m = P_{m0} - K_a \theta (\theta - \theta_0). \quad (4.2)$$

em que  $P_{m0}$  e  $\theta_0$  representam os valores iniciais da potência mecânica e do ângulo de pitch, respectivamente (WECC, 2014).

Essa equação simplificada é utilizada no bloco  $WTGAR_A$  do modelo WECC, representando a modelagem aerodinâmica do sistema. O diagrama deste bloco é apresentado na Figura 29.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

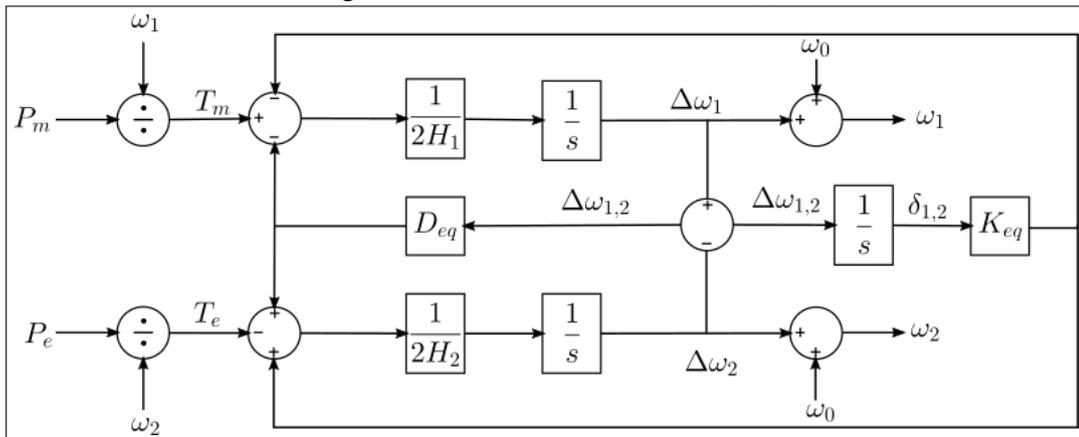
#### 4.2.2 Modelagem do trem de acionamento (WTGT\_A)

O trem de acionamento do modelo dinâmico WECC é representado a partir do modelo de duas massas, descrito matematicamente por (3.18), (3.19) e (3.20). O desenvolvimento matemático desse modelo foi apresentado na Seção 3.2.2, e seu diagrama de blocos é mostrado na Figura 30.

#### 4.2.3 Modelagem do controle pitch (WTGPT\_A)

O bloco de controle de pitch processa o erro de velocidade e o erro de potência ativa da turbina para gerar um sinal de controle  $\theta$  para o ângulo de pitch das pás do aerogerador. Para isso, são utilizados dois controladores PI, sendo um para cada erro a ser processado, e um ganho

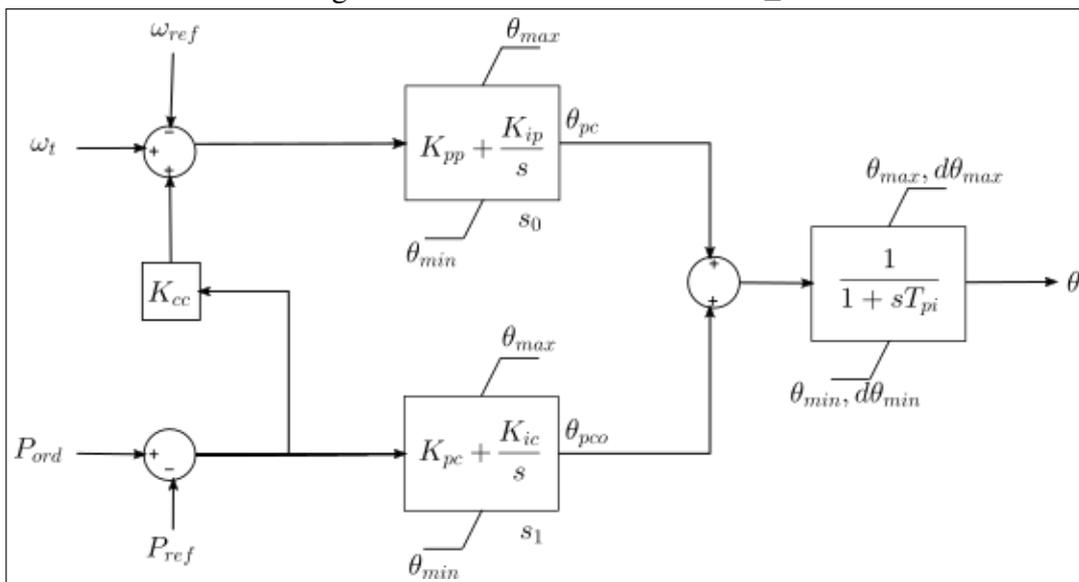
Figura 30 – Bloco WECC WTGT\_A.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

$K_{cc}$  que serve como um acoplamento entre esses controles. O diagrama de blocos do controle de pitch é apresentado na Figura 31.

Figura 31 – Bloco WECC WTGPT\_A.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

As variáveis  $d\theta_{min}$  e  $d\theta_{max}$  correspondem, respectivamente, à mínima e à máxima taxa de variação dos ângulos das pás no modelo. Fisicamente, elas correspondem à limitação mecânica de movimento das pás, em graus por segundo. Vale ressaltar que estes são parâmetros estáticos que são passados ao bloco, e seus valores padrão são  $-10^\circ/s$  e  $10^\circ/s$ , respectivamente, ao passo que os valores padrão de  $\theta_{min}$  e  $\theta_{max}$  são  $0^\circ$  e  $90^\circ$ , que correspondem aos valores mínimo e máximo possíveis para o ângulo de pitch, respectivamente.

A representação matemática do modelo é dada por (4.3), (4.4) e (4.5)

$$\dot{s}_0 = K_{ip} [\omega_t - \omega_{ref} + K_{cc} (P_{ord} - P_{ref})], \quad (4.3)$$

$$\dot{s}_1 = K_{ic} (P_{ord} - P_{ref}), \quad (4.4)$$

$$\dot{\theta} = \frac{1}{T_{pi}} (\theta_{pc} + \theta_{pco} - \theta). \quad (4.5)$$

Em que:

$$\theta_{pc} = K_{pp} [\omega_t - \omega_{ref} + K_{cc} (P_{ord} - P_{ref})] + s_0, \quad (4.6)$$

$$\theta_{pco} = K_{pc} (P_{ord} - P_{ref}) + s_1. \quad (4.7)$$

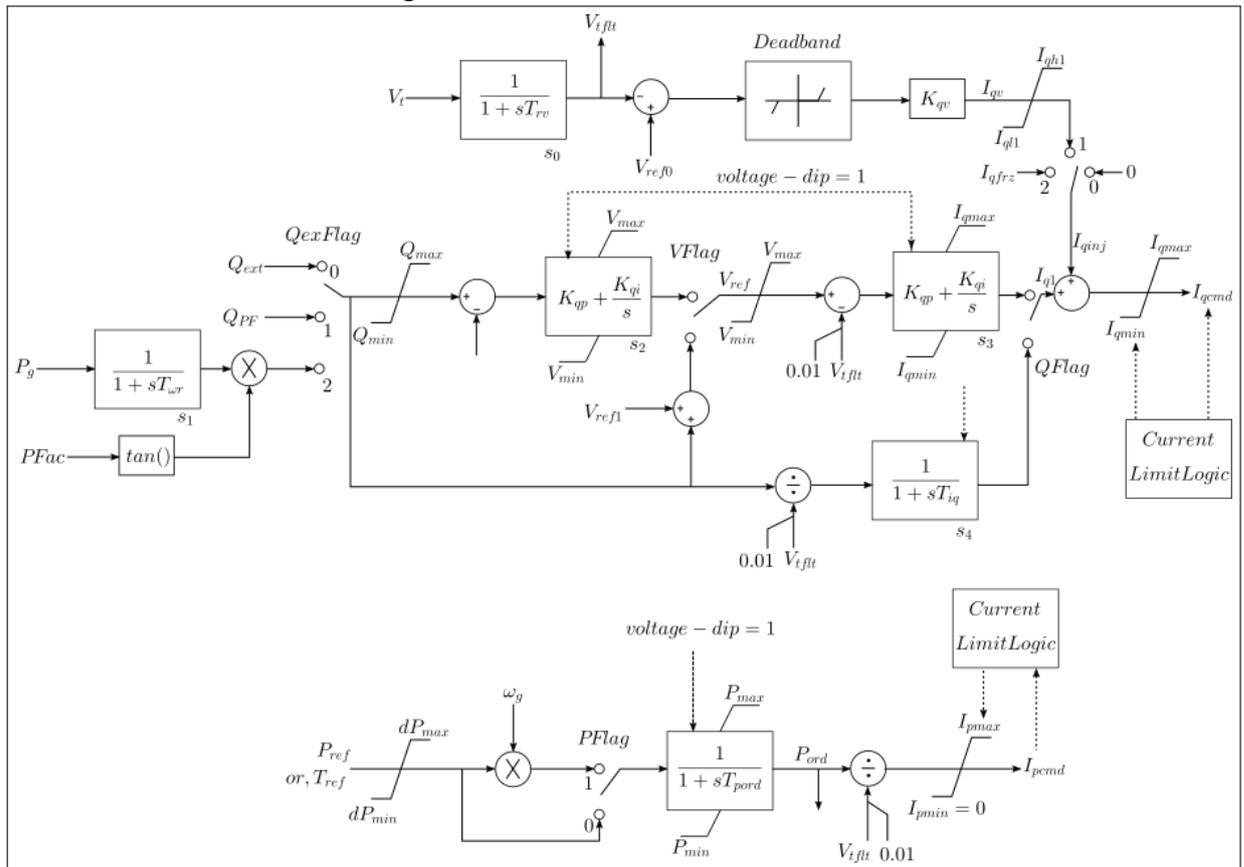
#### 4.2.4 Modelagem do controle P/Q (REEC\_A)

Esse bloco de controle é uma representação matemática simplificada do conversor estático do aerogerador, sendo responsável pelos sinais de controle de potência ativa e reativa (WILCHES-BERNAL, 2015). Seu diagrama de blocos é apresentado na Figura 32.

No controle da potência ativa, o mínimo valor de corrente  $I_{pmin}$  é igual a zero, pois é presumido que a máquina sempre opera como gerador, e nunca como motor. O valor máximo,  $I_{pmax}$  é determinado de acordo com a capacidade do conversor. Em caso de subtensões ou sobretensões, a ação do integrador é bloqueada para evitar problemas de *wind-up*. Além disso, o valor mínimo considerado para a tensão terminal filtrada  $V_{t-flt}$  é 0,01 para evitar divisões por zero.

O integrador utilizado no controle de potência ativa, composto por uma constante de tempo  $T_{pord}$ , é bloqueado quando a tensão terminal  $V_t$  sofre um afundamento, também para prevenir erros de *wind-up* em caso de faltas. A equação (4.8) descreve matematicamente a ocorrência de afundamento de tensão, representada pela variável *voltage\_dip*.

Figura 32 – Bloco WECC REEC\_A.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

$$voltage\_dip = \begin{cases} 1, & V_{dip} \leq V_t \leq V_{up} \\ 0, & \text{senão} \end{cases} \quad (4.8)$$

Em que  $V_{dip}$  e  $V_{up}$  são valores definidos pelo usuário.

Como o código de rede de muitos países estabelece que variações de  $\pm 10\%$  são toleráveis em regime permanente, os valores padrão de  $V_{dip}$  e  $V_{up}$  são, respectivamente, 0,9 e 1,1.

A variável  $P_{flag}$  está relacionada à propagação de oscilações da velocidade do rotor nos enrolamentos do estator. Para o modelo de aerogerador Tipo 3, no qual há um acoplamento entre o rotor do aerogerador e a rede externa, por conta do conversor estático,  $P_{flag}$  é igual a 1. Para o caso do modelo de aerogerador Tipo 4, onde o rotor do gerador está totalmente desacoplado da rede externa,  $P_{flag}$  é igual a 0.

A modelagem matemática do controle de potência ativa no bloco *REEC\_A* é dada por (4.9) e (4.10).

$$\dot{P}_{ord} = \frac{1}{T_{pord}} (P_{ref} - P_{ord}), \quad (4.9)$$

$$I_{pcmd} = \frac{P_{ord}}{V_{tflt}}. \quad (4.10)$$

Em que:

$$P_{ref} = \begin{cases} T_{ref} \omega_g, & P_{Flag} = 1 \\ P_{ext}, & P_{Flag} = 0 \end{cases} \quad (4.11)$$

O controle de potência reativa do bloco *REEC\_A* gera um sinal de corrente reativa a partir de desvios tensão ou de potência reativa na rede. Esse controle pode operar com três estratégias de controle diferentes, conforme é requisitado em alguns procedimentos de rede. São elas: Controle de tensão, Controle de Fator de Potência, Controle de Potência Reativa.

Dois controladores PI são utilizados nesse controle, sendo a ação integral do primeiro controlador PI responsável por converter desvios de potência reativa em um sinal de tensão de referência  $V_{ref}$ . Tal tensão de referência é limitada por parâmetros passados pelo usuário:  $V_{max}$  e  $V_{min}$ . Tais limites, fisicamente, correspondem à capacidade do conversor estático. A ação integral do segundo controlador PI converte desvios de tensão em um sinal de controle de corrente reativa. Assim como a saída do primeiro controlador, o sinal de corrente reativa da saída do segundo controlador também é limitado para corresponder às limitações de corrente do conversor estático do aerogerador. Tal limitação de corrente é feita a partir dos parâmetros  $I_{qmax}$  e  $I_{qmin}$ , definidos pelo usuário.

Assim como no controle de potência ativa, cada controlador PI do controle de potência reativa é limitado em casos de afundamentos de tensão, para prevenir problemas de *wind-up* durante faltas.

A seleção entre os possíveis tipos de controle desse bloco é feita a partir dos parâmetros  $Q_{exFlag}$  e  $VFlag$ , de modo que:

- $Q_{exFlag} = 0$ : O controle de potência reativa é realizado no bloco de controle de planta (*REPC\_A*).
- $Q_{exFlag} = 1$ : O bloco *REEC\_A* realiza o controle através da referência de potência reativa.

- $Q_{ex}Flag = 2$ : O bloco  $REEC\_A$  realiza o controle através da referência de fator de potência.
- $VFlag = 1$ : O controle de tensão é realizado no bloco de controle de planta ( $REPC\_A$ ).
- $VFlag = 0$ : O bloco  $REEC\_A$  realiza o controle através da referência de tensão, prevalecendo sobre o de potência reativa, de modo que o parâmetro  $Q_{ex}Flag$  não tem impacto no sistema.

Além disso, o parâmetro  $QFlag$  é responsável por habilitar ou desabilitar o controle de potência reativa. Se  $QFlag = 1$ , o controle de potência é habilitado e a seleção é de acordo com os parâmetros  $Q_{ex}Flag$  e  $VFlag$ . Se  $QFlag = 0$ , o controle de potência reativa é desabilitado e os dois controles PI mencionados acima não são aplicados.

Uma estrutura de controle local gera ainda uma injeção de corrente  $I_{qinj}$  a partir de um desvio na tensão terminal. Tal desvio é calculado por uma comparação entre um valor de referência passada pelo usuário  $V_{ref0}$  e a tensão terminal filtrada  $V_{t\_flt}$ . Uma banda morta elimina a ação dessa estrutura de controle para pequenas variações de tensão, pois esse sinal é utilizado para casos de afundamento de tensão.

A corrente reativa comandada é dada pela soma entre a corrente  $I_{qinj}$  e a corrente  $I_{q1}$ , gerada pelo controle local, conforme apresentado em (4.12).

$$I_{qcmd} = I_{q1} + I_{qinj}. \quad (4.12)$$

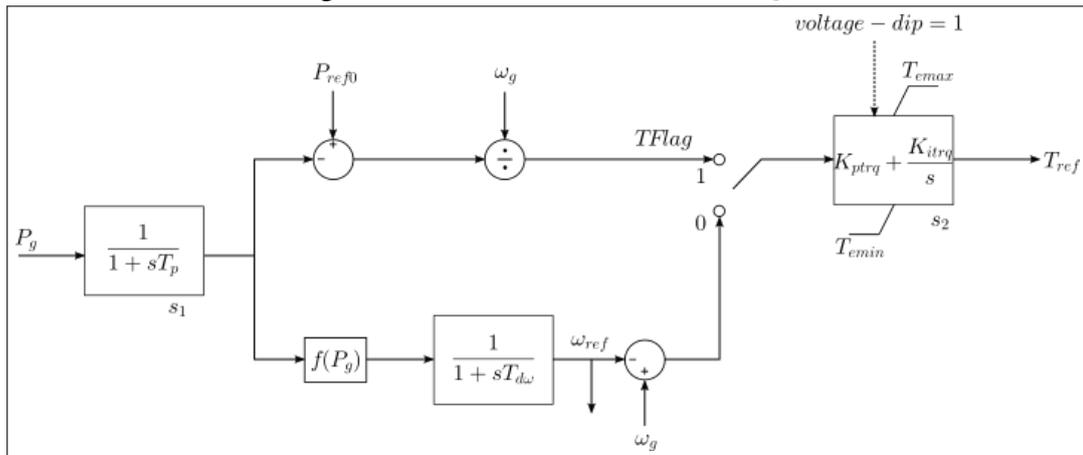
A corrente  $I_{qcmd}$  é limitada pelos parâmetros  $I_{qmax}$  e  $I_{qmin}$  para corresponder às limitações do conversor estático.

Existe, por fim, uma lógica de limitação de corrente no bloco  $REEC\_A$ , que combina os dois sinais de corrente gerados,  $I_{qcmd}$  e  $I_{pcmd}$ . Tal lógica de limitação tem o objetivo de evitar que a combinação dos dois sinais de corrente supere a capacidade do conversor estático do aerogerador.

#### 4.2.5 Modelagem do controle de torque ( $WTGTRQ\_A$ )

O bloco de controle de torque é necessário para a modelagem do aerogerador Tipo 3, por conta do acoplamento entre o rotor do aerogerador e a rede externa através do estator. Seu diagrama de blocos é apresentado na Figura 33.

Figura 33 – Bloco WECC WTGTRQ\_A.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Este bloco pode operar com duas estratégias. A primeira é utilizar o algoritmo MPPT (*MaximumPowerPointTracking*), que faz com que a turbina assuma uma velocidade de rotor que gera o maior torque elétrico possível. A velocidade de referência nesse caso é obtida a partir de uma filtragem não linear na potência ativa.

A segunda estratégia consiste em gerar uma referência de torque elétrico diretamente a partir do desvio de potência ativa. Nesse caso, a turbina não necessariamente produz um máximo torque para uma dada potência ativa. A referência de potência ativa nessa estratégia é recebida a partir do bloco *REPC\_A*.

A seleção entre a primeira e a segunda estratégia de controle no bloco *WTGTRQ\_A* é feita a partir do parâmetro *TFlag*. Se  $TFlag = 1$ , a primeira estratégia é utilizada, e se  $TFlag = 0$ , a segunda estratégia é utilizada.

As equações (4.13) e (4.14) descrevem os estados desse bloco de controle.

$$\dot{s}_1 = \frac{1}{T_p}(P_g - s_1), \quad (4.13)$$

$$\dot{\omega}_{ref} = \frac{1}{T_{d\omega}}(\omega_1 - \omega_{ref}). \quad (4.14)$$

Em que:

$$\omega_1 = f(s_1), \quad (4.15)$$

$$\dot{s}_2 = \begin{cases} K_{itrq} (\omega_g - \omega_{ref}), & TFlag = 0 \\ K_{itrq} \left( \frac{P_{ref0} - s_1}{\omega_g} \right), & TFlag = 1 \end{cases} \quad (4.16)$$

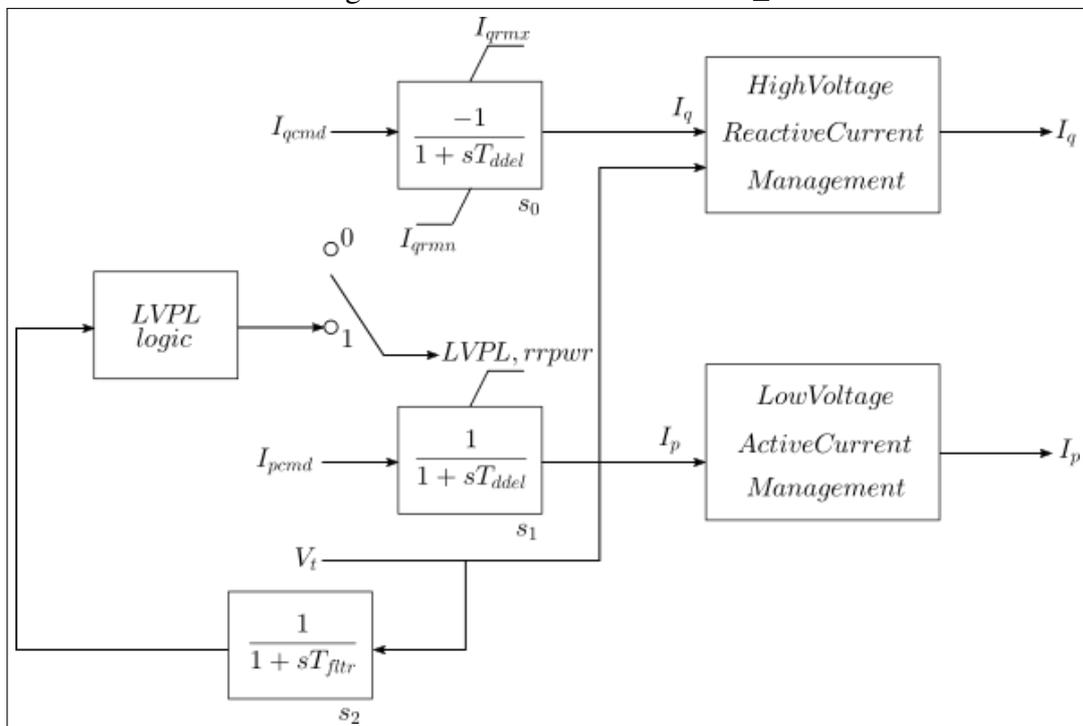
Por fim, a referência de torque é calculada de acordo com (4.17).

$$T_{ref} = \begin{cases} K_{ptrq} (\omega_g - \omega_{ref}) + s_2, & TFlag = 0 \\ K_{ptrq} \left( \frac{P_{ref0} - s_1}{\omega_g} \right) + s_2, & TFlag = 1 \end{cases} \quad (4.17)$$

#### 4.2.6 Modelagem do gerador/conversor (REGC\_A)

O bloco *REGC\_A* representa a interface dos modelos dinâmicos do aerogerador com a rede externa, de modo que ele calcula as correntes a serem injetadas na rede, a partir do recebimento dos comandos de potência ativa e reativa do bloco *REEC\_A*. Seu diagrama de blocos é apresentado na Figura 34.

Figura 34 – Bloco WECC REGC\_A.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

No modelo WECC, os chaveamentos em alta frequência do conversor são desprezados, de modo que não são representados neste bloco. O impacto dessa premissa é de que o

modelo dinâmico WECC não responde bem para estudos de transitórios eletromagnéticos, mas representam bem a dinâmica dos eventos eletromecânicos, podendo ser utilizados para esse tipo de estudo. Com isso, este bloco pode ser interpretado como uma fonte de corrente controlada, representado por (4.18), (4.19) e (4.20).

$$\dot{s}_0 = \frac{1}{T_{d\text{del}}} (I_{q\text{cmd}} - s_0), \quad (4.18)$$

$$\dot{s}_1 = \frac{1}{T_{d\text{del}}} (I_{p\text{cmd}} - s_1), \quad (4.19)$$

$$\dot{s}_2 = \frac{1}{T_{f\text{ltr}}} (V_t - s_2). \quad (4.20)$$

A lógica de limitação de potência LVPL (Low Voltage Power Limiter) é habilitada pelo parâmetro  $Lvplsw = 1$ . Essa lógica limita o comando de corrente ativa a um limite superior LVPL, descrita por (4.21), de modo que se o sinal de tensão filtrado  $s_2$  fica entre  $brkpt$  e  $zerox$  (definidos pelo usuário), o limite superior é calculado e aplicado.

$$\dot{s}_1 = \begin{cases} s_1, & Lvplsw = 0 \\ LVPL, & Lvplsw = 1 \text{ e } s_1 \geq LVPL \end{cases} \quad (4.21)$$

Em que:

$$LVPL = \begin{cases} 0, & s_2 \leq zerox \\ \frac{lvpl1}{brkpt - zerox} (s_2 - zerox), & zerox < s_2 \leq brkpt \\ \infty, & \text{senão} \end{cases} \quad (4.22)$$

O incremento do comando de corrente ativa  $s_1$  é limitado por uma taxa  $rrpwr$  durante faltas. Tal comportamento é descrito por (4.23).

$$\dot{s}_1 = \begin{cases} rrpwr, & Lvplsw = 1 \text{ e } \dot{s}_1 \geq rrpwr \\ \dot{s}_1, & Lvplsw = 0 \end{cases} \quad (4.23)$$

Para prevenir erros de convergência numérica nas simulações dinâmicas realizadas, o bloco *REGC\_A* possui as lógicas de Low Voltage Active Current Management (LVAC) e High Voltage Active Current Management (HVAC).

O LVAC modula a corrente ativa para casos de queda de tensão, de acordo com (4.24) e (4.25).

$$I'_P = I_P k(V_t). \quad (4.24)$$

$$k(V_t) = \begin{cases} 0, & V_t \leq l_{vpnt0} \\ 1, & V_t \geq l_{vpnt1} \\ \frac{1}{l_{vpnt1} - l_{vpnt0}}, & \text{senão} \end{cases} \quad (4.25)$$

Em que  $l_{vpnt0}$  e  $l_{vpnt1}$  são valores definidos pelo usuário.

Da mesma forma, o HVRC modula a injeção de corrente reativa quando a tensão sobe excessivamente, de acordo com (4.26).

$$I'_q = I_q - \Delta I_q(k). \quad (4.26)$$

Em que  $\Delta I_q(k)$  representa um fator de correção de corrente na k-ésima iteração, e é calculado de acordo com (4.27)

$$\Delta I_q(k) = \begin{cases} \Delta I_q(k-1), & V_t \leq V_{olim} \\ \Delta I_q(k-1) + K_{hv}(V_t - V_{olim}), & \text{senão} \end{cases} \quad (4.27)$$

Em que  $V_{olim}$  é um valor definido pelo usuário.

Por fim, a injeção de corrente de saída do modelo para o sistema externo  $I_s$  é representada por (4.28).

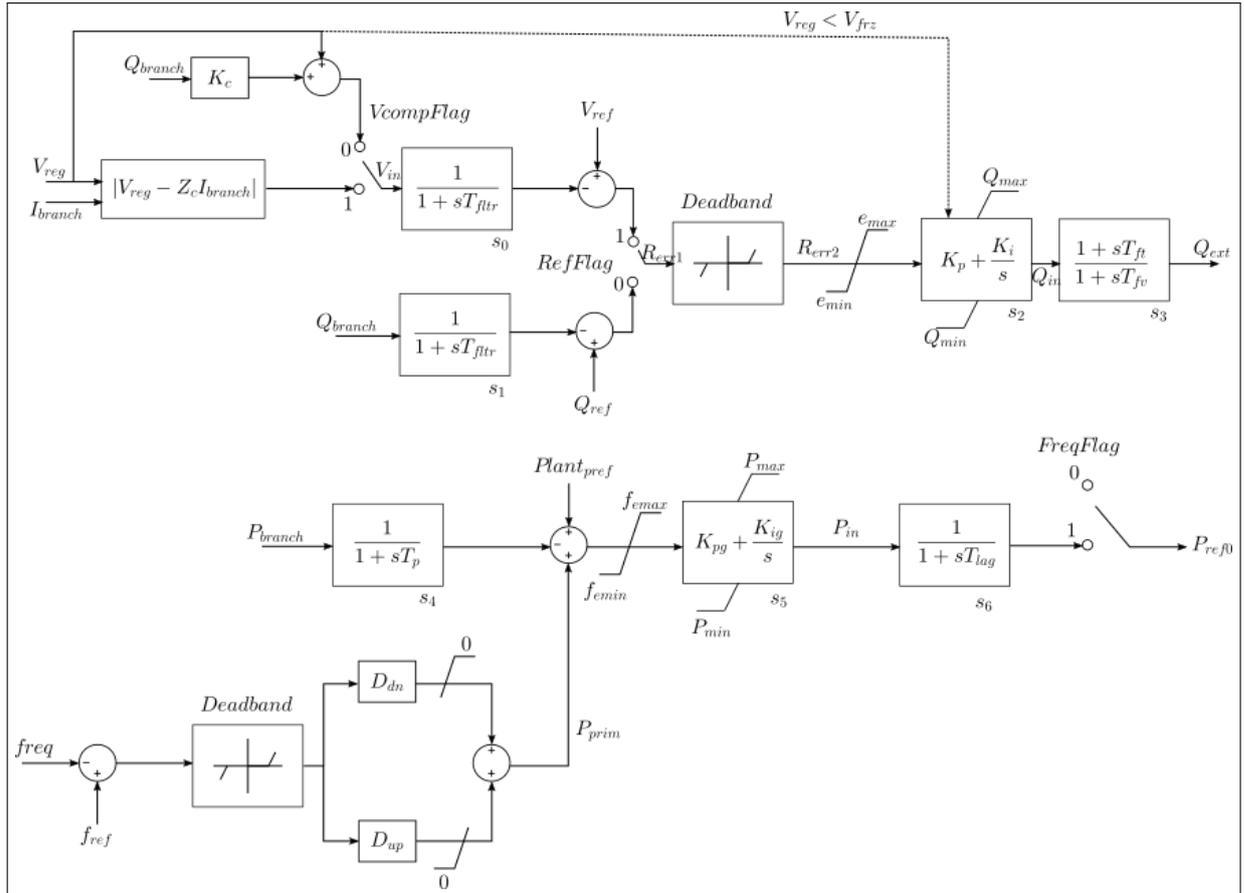
$$I_s = (I'_P + jI'_q) (\cos \gamma + j \sin \gamma). \quad (4.28)$$

Em que  $\gamma$  representa o ângulo da tensão da barra na qual o aerogerador está conectado.

#### 4.2.7 Modelagem do controle da planta (REPC\_A)

O controle da planta é responsável por fornecer sinais de controle de potência ativa e potência reativa, a partir de leituras de frequência e tensão nos terminais do aerogerador. Seu diagrama de blocos é apresentado na Figura 35.

Figura 35 – Bloco WECC REPC\_A.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

As equações (4.29) e (4.30) definem os estados do controle de potência ativa.

$$\dot{s}_4 = \frac{1}{T_p} (P_{branch} - s_4), \quad (4.29)$$

$$\dot{s}_5 = K_{ig} (P_{ref} - s_4 + P_{prim}). \quad (4.30)$$

Em que:

$$P_{prim} = D_{dn} (\Delta f_{(<0)}) + D_{up} (\Delta f_{(>0)}). \quad (4.31)$$

A equação (4.31) simula a resposta primária de frequência do aerogerador, onde  $D_{dn}$  é um ganho de *droop* para eventos de sobrefrequência ( $\Delta f < 0$ ) e  $D_{up}$  é um ganho de *droop* para eventos de subfrequência  $\Delta f > 0$ . Na parametrização padrão do modelo, o ganho de subfrequência  $D_{up}$  é igual a 0, fazendo com que este controle seja desabilitado (POURBEIK, 2013). De acordo com o WECC (POURBEIK, 2013), o controle de subfrequência da forma como é apresentado no modelo ainda não foi suficientemente testado para comprovar que descreve perfeitamente o comportamento real do aerogerador, e por essa razão o comando é desabilitado por padrão. O controle de frequência no bloco *REPC\_A* é habilitado fazendo o parâmetro *FreqFlag* = 1.

O sinal de controle de potência reativa pode ser obtido a partir de um controle de tensão (V) ou de um controle de potência reativa (Q), selecionados a partir do parâmetro *RefFlag*. Duas estratégias de controle de tensão estão disponíveis neste bloco: "line drop compensation (LDC)" ou "voltage droop", que são selecionadas a partir do parâmetro *VcompFlag*. As equações (4.32), (4.33), (4.34) e (4.35) descrevem os estados desse controle.

$$\dot{s}_0 = \frac{1}{T_{flr}} (V_{in} - s_0), \quad (4.32)$$

$$\dot{s}_1 = \frac{1}{T_{flr}} (Q_{branch} - s_1), \quad (4.33)$$

$$\dot{s}_2 = K_i R_{err2}, \quad (4.34)$$

$$\dot{s}_3 = \frac{1}{T_{fv}} (K_p R_{err2} + s_2 - s_3). \quad (4.35)$$

Em que:

$$V_{in} = \begin{cases} V_{reg} + K_c Q_{branch}, & V_{compFlag} = 0 \\ V_{reg} - Z_c I_{branch}, & V_{compFlag} = 1 \end{cases} \quad (4.36)$$

$$R_{err2} = \begin{cases} V_{ref} - s_0, & RefFlag = 1 \\ Q_{ref} - s_1, & RefFlag = 0 \end{cases} \quad (4.37)$$

Por fim, a saída do controle de potência reativa do bloco *REPC\_A* é descrita por (4.38).

$$Q_{ext} = \left( \frac{T_{ft} - T_{fv}}{T_{fv}} \right) (K_P R_{err2} + s_2) + (K_P R_{err2} + s_2 - s_3). \quad (4.38)$$

## 5 APLICAÇÕES DE MODELOS GENÉRICOS DE AEROGERADORES EM ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS ELETROMECCÂNICOS

Os modelos genéricos de aerogeradores WECC não atendem naturalmente os requisitos de inércia sintética dos códigos de rede. Isso significa que eles não são capazes de reproduzir o suporte que os aerogeradores podem fornecer à rede em casos de eventos transitórios eletromecânicos de subfrequência, onde há uma injeção de potência ativa suplementar para suprir o desbalanço entre geração e carga do sistema.

Neste trabalho é proposta e apresentada uma metodologia para incluir a funcionalidade de inércia sintética no controle dos modelos de aerogeradores WECC. Em especial, buscando atender aos requisitos do código de rede brasileiro, apresentados na seção 3.3.1.

Além disso, serão apresentadas as configurações necessárias para atendimento aos requisitos de suportabilidade a tensões transitórias, também de acordo com o código de rede brasileiro, fazendo com que o modelo apresente as características que permitem seu uso em estudos de estabilidade.

### 5.1 Atendimento aos controles de frequência

Nessa seção será apresentada a metodologia proposta para inclusão da inércia sintética no controle dos modelos de aerogeradores WECC, bem como a parametrização necessária para atendimento aos requisitos de sobrefrequência do código de rede brasileiro.

Como mencionado anteriormente, os modelos de aerogeradores WECC não possuem a capacidade nativa de representar o comportamento da inércia sintética dos aerogeradores. Conforme mencionado na subseção 4.2.7, e como pode ser visto na Figura 35, o bloco *REPC\_A* contém um controle *droop* para emular a resposta primária de frequência do aerogerador.

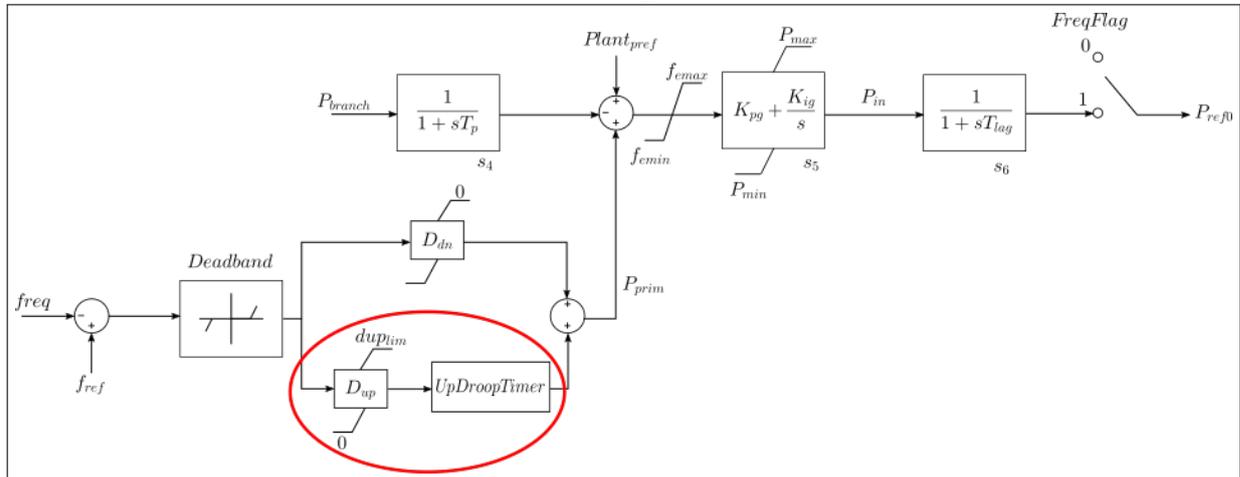
#### 5.1.1 Proposta de inércia sintética

A intenção do controle *droop* do bloco *REPC\_A* é simular a resposta do aerogerador a eventos de sobrefrequência, onde a potência ativa deve ser reduzida proporcionalmente ao desvio de frequência do sistema. Esse comportamento foi replicado para o controle de subfrequência sem um trabalho de ampla validação e, portanto, de acordo com o próprio WECC, ainda não é capaz de reproduzir o comportamento real do sistema.

A metodologia proposta neste trabalho consiste em alterar a parte de controle de

potência ativa do bloco *REPC\_A* no que tange ao controle de sub frequência, conforme ilustrado na Figura 36.

Figura 36 – Adaptação no bloco WECC REPC\_A feita no software PowerFactory para atendimento aos requisitos de inércia sintética.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Na versão adaptada, o ganho original  $D_{up}$  foi substituído por um ganho *droop*, que possui uma limitação superior  $dup\_lim$ , que é passada pelo usuário. Tal limitação visa manter a potência ativa de saída em um valor máximo constante para atender os requisitos do código de rede brasileiro. O ganho *droop* deve ser ajustado de forma a fazer com que as rampas de subida e descida da potência ativa injetada tenham a taxa de variação especificada no código de rede.

Além disso, foi acrescentado um bloco *Up Droop timer* à saída do ganho proporcional limitado. Tal bloco é responsável por controlar o tempo de atuação do controle a partir de um parâmetro *timer*, cuja unidade é segundos, passado pelo usuário. Durante o período transitório, para um tempo menor que *timer*, a saída de potência ativa será igual ao ganho proporcional aplicado ao erro de frequência do sistema, e a saída será zero para um tempo maior que *timer*.

A inclusão do bloco *Up Droop timer* é necessária para inibir a ação da inércia sintética do aerogerador caso esta não seja suficiente para reestabelecer a frequência do sistema ao seu valor nominal. Caso este bloco não existisse, a injeção de potência ativa suplementar do aerogerador seria mantida sempre que houvesse desvio de frequência. Na realidade, os aerogeradores não conseguem sustentar tal injeção de potência ativa suplementar, pois a potência é extraída da energia cinética do rotor do gerador e há um limite de extração possível para que a máquina permaneça conectada à rede.

O controle inercial e primário implementado na usina eólica com as adaptações

apresentadas tem o objetivo de manter a estabilidade do sistema enquanto o controle secundário entra em operação, pois as constantes de tempo do controle secundário são maiores. Por isso, a metodologia proposta nesse trabalho, é capaz de simular o comportamento real da inércia sintética dos aerogeradores segundo a regulamentação brasileira.

Com essa modificação, a equação (4.31) se tornará (5.1), no bloco *REPC\_A* modificado.

$$P_{prim} = D_{dn} (\Delta f_{(<0)}) + o_5. \quad (5.1)$$

Em que:

$$o_5 = \begin{cases} dup\_lim, & t < timer, droop(\Delta f_{(>0)}) < dup\_lim \\ droop(\Delta f_{(>0)}), & t < timer, droop(\Delta f_{(>0)}) \geq dup\_lim \\ 0, & t \geq timer \end{cases} \quad (5.2)$$

Dessa forma, o modelo genérico WECC é adaptado para atender os requisitos do código de rede brasileiro, para uso em simulações de estudos de transitórios eletromecânicos.

Vale destacar que a contribuição de potência ativa do modelo adaptado passa a ser um valor proporcional ao desvio de frequência, de modo que o período de recuperação precisa ser mais aprofundado para relacionar a potência ativa de saída com a velocidade do rotor do aerogerador, presente no bloco *WTGT\_A*. Tal atividade é sugerida como um trabalho futuro.

### 5.1.2 Parametrização para atendimento a sobrefrequência

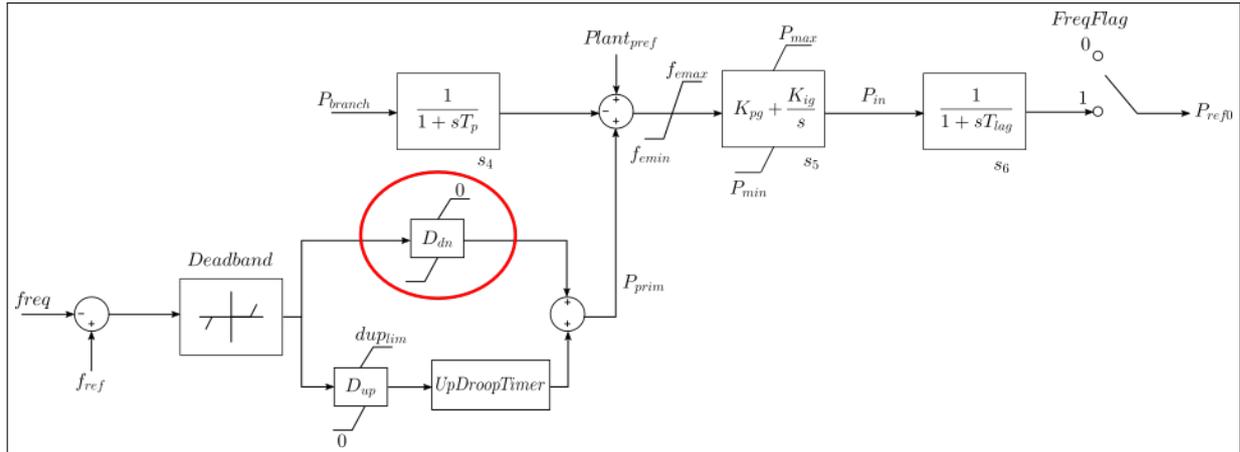
Como mencionado na subseção 5.1.1, os modelos genéricos de aerogeradores WECC possuem nativamente um controle *droop* implementado para simular a resposta do aerogerador a eventos de sobrefrequência.

De acordo com a Figura 35, pode-se verificar que caso o desvio de frequência seja maior que um valor de banda morta especificado (nesse caso com a frequência medida sendo superior à frequência nominal), é aplicado um ganho  $D_{dn}$  a esse desvio, e tal valor é somado à referência de potência ativa do bloco de controle de planta.

Com isso, é possível ajustar o parâmetro  $D_{dn}$  para que a rampa de  $3\%/0,1Hz$ , exigida no procedimento de rede seja atendida, e também ajustar a banda morta para que a variação proporcional ocorra no range de  $60,2Hz$  a  $62,5Hz$ .

Além disso, o código de rede brasileiro estabelece um valor mínimo de redução, de 30% da potência disponível no momento da perturbação. Tal valor mínimo é obtido com a aplicação de um limite inferior no ganho de sobrefrequência  $D_{dn}$ , também no bloco  $REPC\_A$ , como mostra a Figura 37.

Figura 37 – Adaptação no bloco WECC REPC\_A feita no software PowerFactory para atendimento aos requisitos de sobrefrequência.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Com isso, o modelo genérico WECC também é capaz de representar o comportamento dos aerogeradores em estudos transitórios eletromecânicos que envolvem casos de sobrefrequência.

## 5.2 Atendimento aos requisitos de suportabilidade de tensão

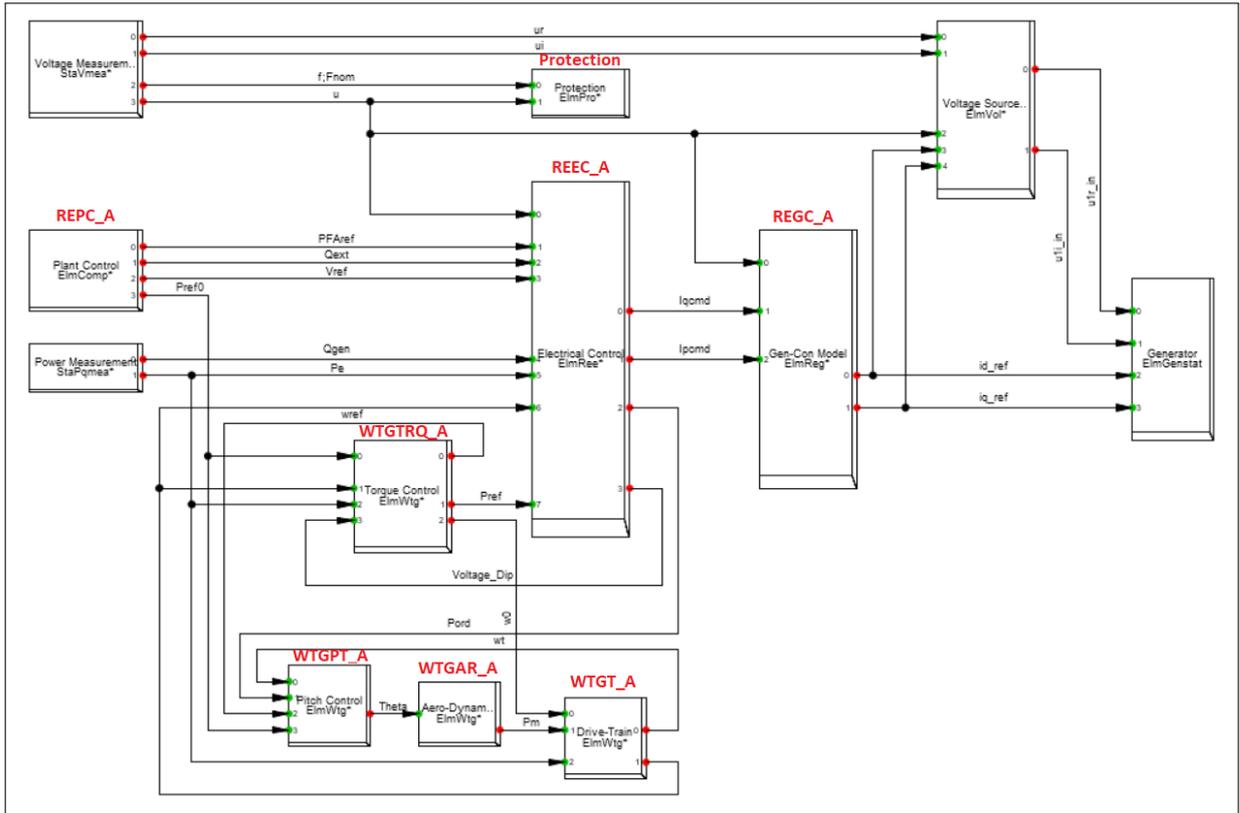
Os requisitos do código de rede brasileiro referentes ao comportamento dinâmico da tensão para as usinas eólicas são ligados à suportabilidade de tensão, que definem o tempo que os aerogeradores devem permanecer conectados à rede, dependendo da severidade do afundamento ou da elevação de tensão, conforme ilustrado na Figura 16.

Tal requisito é atendido com a inclusão de um bloco específico de proteção no modelo dinâmico WECC. Com isso, a estrutura final implementada fica conforme a Figura 38.

O bloco de proteção incluído é representado pelo diagrama de blocos mostrado na Figura 39. Pode-se verificar que este bloco atua com proteções de frequência e tensão.

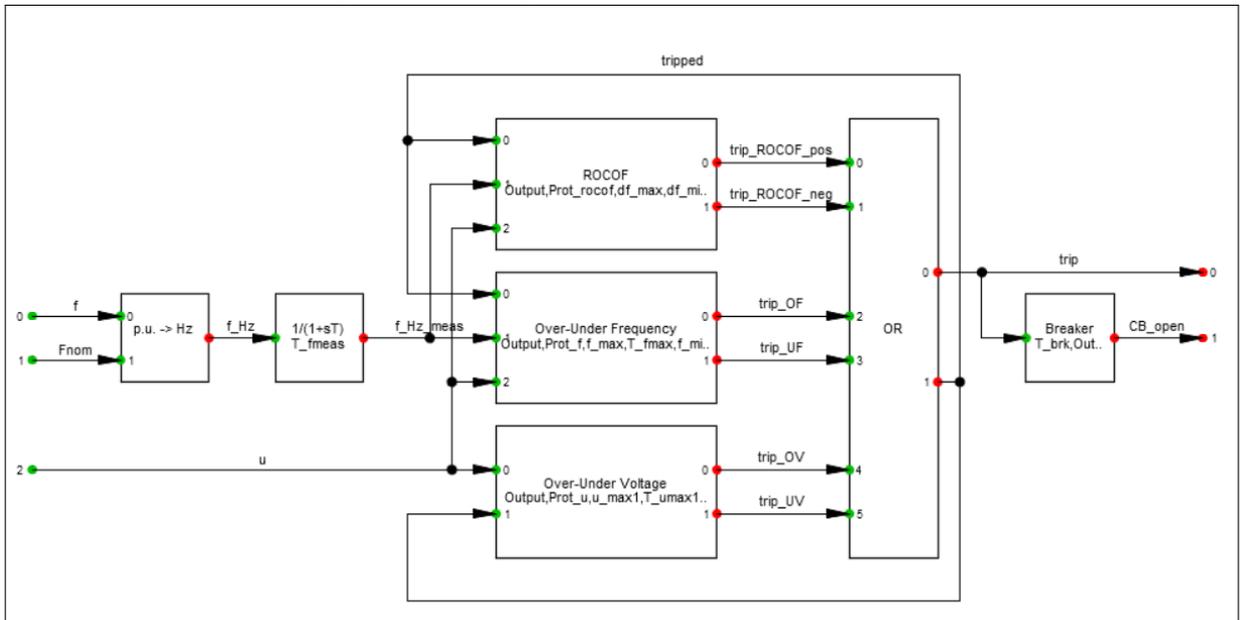
Após a leitura dos sinais de tensão e frequência, e aplicação de filtros iniciais, tem-se três blocos de proteção principais, que são *ROCOF*, *Over – Under Frequency* e *Over – Under Voltage*.

Figura 38 – Estrutura do modelo genérico WECC Tipo 3 implementado no Power Factory.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Figura 39 – Diagrama de blocos de Protection.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

O bloco *ROCOF* atua em função da taxa de variação de frequência, e o bloco *Over – Under Frequency* atua em função do valor medido de frequência, ambos os blocos desconectam o aerogerador da rede durante a simulação se seus parâmetros e especificações

forem violados.

Da mesma forma, o bloco *Over – Under Voltage*, que é o principal para esta seção, desconecta o aerogerador da rede em caso de violação dos limites de tensão estabelecidos. Esse bloco permite a parametrização de dois limites de sobretensão (*Fast* e *Slow*) e dois limites de subtensão (*Fast* e *Slow*), cada um deles com seu tempo de atuação, conforme tabela 4.

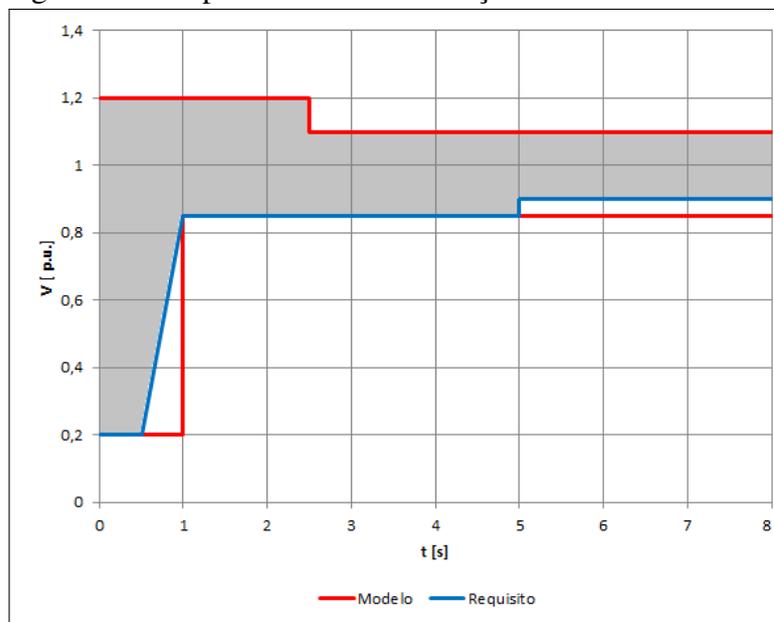
Tabela 4 – Parâmetros de tensão do bloco *protection*.

Parâmetro	Unidade	Descrição
$u_{max1}$	[p.u.]	Threshold slow overvoltage protection
$T_{umax1}$	[s]	Tripping delay slow overvoltage protection
$u_{max2}$	[p.u.]	Threshold fast overvoltage protection
$T_{umax2}$	[s]	Tripping delay fast overvoltage protection
$u_{min1}$	[p.u.]	Threshold slow undervoltage protection
$T_{umin1}$	[s]	Tripping delay slow undervoltage protection
$u_{min2}$	[p.u.]	Threshold fast undervoltage protection
$T_{umin2}$	[s]	Tripping delay fast undervoltage protection

Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Dessa forma, para atender ao código de rede brasileiro, pode-se estabelecer  $u_{max1} = 1,2p.u.$ ,  $T_{umax1} = 2,5s$ ,  $u_{max2} = 1,1p.u.$  e  $T_{umax2} = 9999s$  para sobretensão, e  $u_{min1} = 0,2p.u.$ ,  $T_{umin1} = 1,0s$ ,  $u_{min2} = 0,85p.u.$  e  $T_{umin2} = 9999s$  para subtensão. Com isso, a suportabilidade a variações de tensão do aerogerador representado pelo modelo estará dentro da área delimitada nos procedimentos de rede do ONS. Os limites de suportabilidade a variações de tensão do modelo são representados em vermelho na Figura 40, e a área em cinza, e a linha azul correspondem ao requisito mínimo do código de rede brasileiro.

Figura 40 – Suportabilidade a oscilações de tensão do modelo.



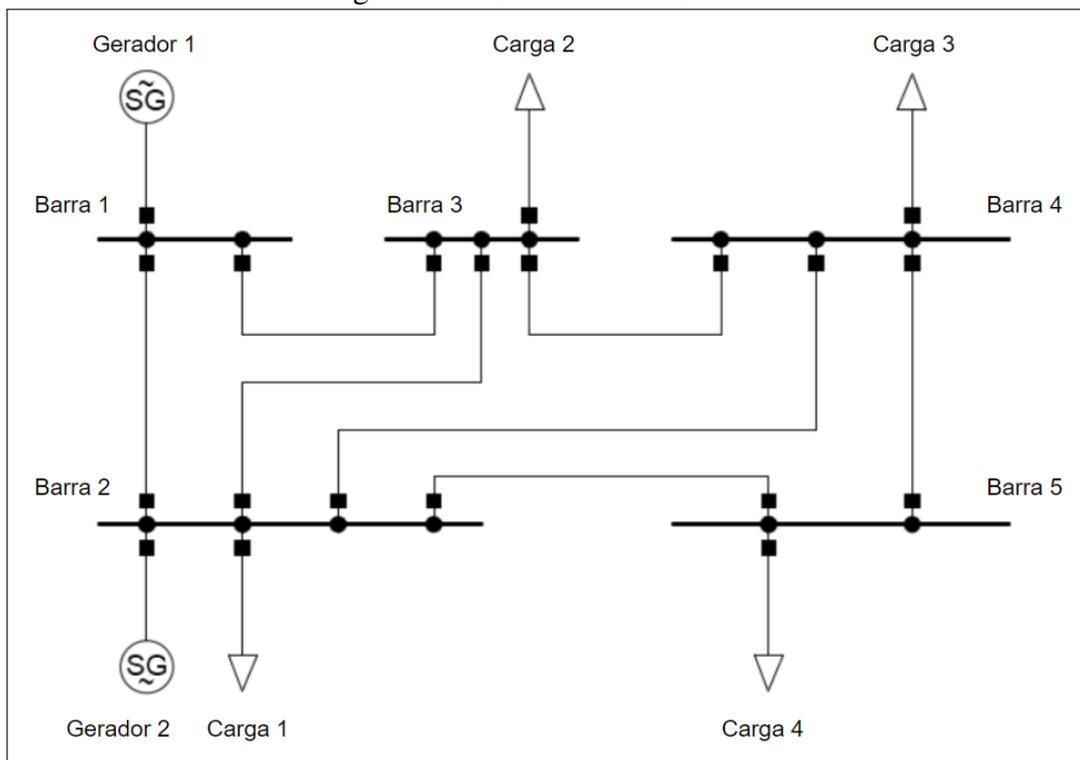
Fonte: elaborado pelo autor (2021).

## 6 UTILIZAÇÃO DO MODELO EM UM SISTEMA DE TESTE

Para realizar as simulações de transitórios eletromecânicos e verificar o desempenho do modelo de aerogeradores WECC, foi utilizado o sistema teste IEEE 5 barras, conforme ilustrado na Figura 41.

O estudo realizado neste capítulo visa confirmar que os modelos genéricos WECC adaptados podem ser utilizados em estudos de transitórios eletromecânicos em um sistema de teste, comprovando que estes são capazes de atender os procedimentos de rede do ONS e representar de forma satisfatória o comportamento de aerogeradores, para, em seguida, serem aplicados em um estudo em um sistema de grande porte, conforme será apresentado no Capítulo 7.

Figura 41 – Sistema IEEE 5 Barras.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Tal sistema é composto por 5 barras, 7 linhas de transmissão, 2 geradores e 4 cargas, com características conforme tabela 5.

Para o estudo a ser realizado, foi necessário a inclusão de uma usina eólica. Nesse caso, optou-se por incluir a usina na barra 5, por conta da distância para os geradores síncronos existentes, e para ficar próxima à maior carga do sistema. Com essa inserção, o sistema equivalente é representado na Figura 42. Esse sistema será considerado para os estudos de

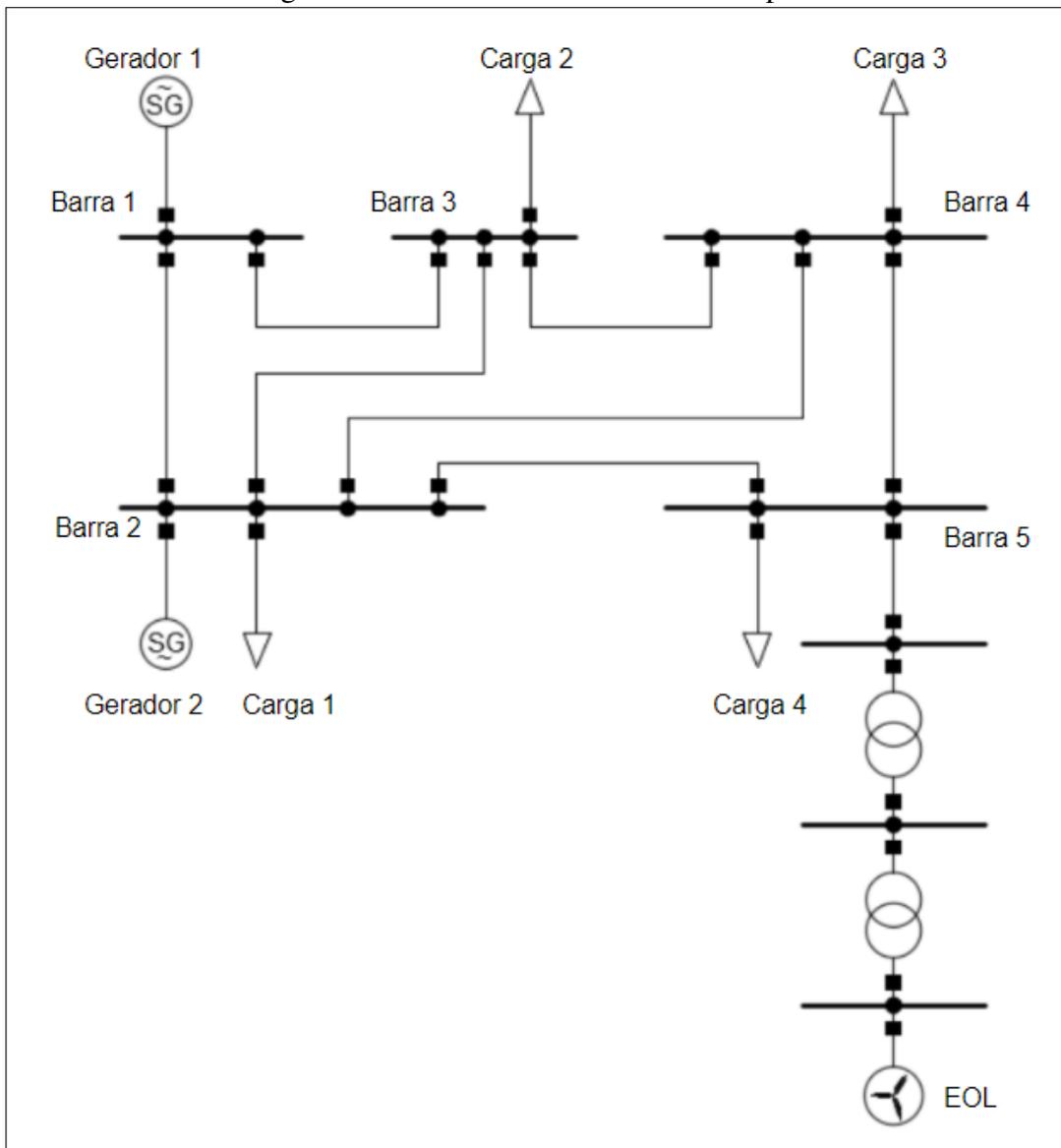
Tabela 5 – Dados do Sistema IEEE 5 Barras.

Barra	$V_{ref}$ (p.u.)	$P_G$ (MW)	$Q_G$ (Mvar)	$P_L$ (MW)	$Q_L$ (Mvar)
1	1.06	ref	ref	0	0
2	1.00	40	30	20	10
3	1.00	0	0	45	15
4	1.00	0	0	40	5
5	1.00	0	0	60	10

Fonte: elaborado pelo autor (2021).

transitórios eletromecânicos a serem desenvolvidos neste trabalho.

Figura 42 – Sistema IEEE 5 Barras Adaptado.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

A usina eólica inserida é composta pela linha de transmissão que a conecta à barra 5, transformador elevador da subestação coletora, barramento de média tensão, transformador

equivalente da rede de média tensão do parque eólico e aerogerador equivalente.

## 6.1 Condições iniciais - fluxo de carga

Para se determinar o estado do sistema na condição pré-perturbação, é calculado um fluxo de carga. Essa etapa é necessária para se saber quais as condições iniciais do estudos de transitórios eletromecânicos a serem realizados. As premissas abaixo foram estabelecidas para a realização das simulações.

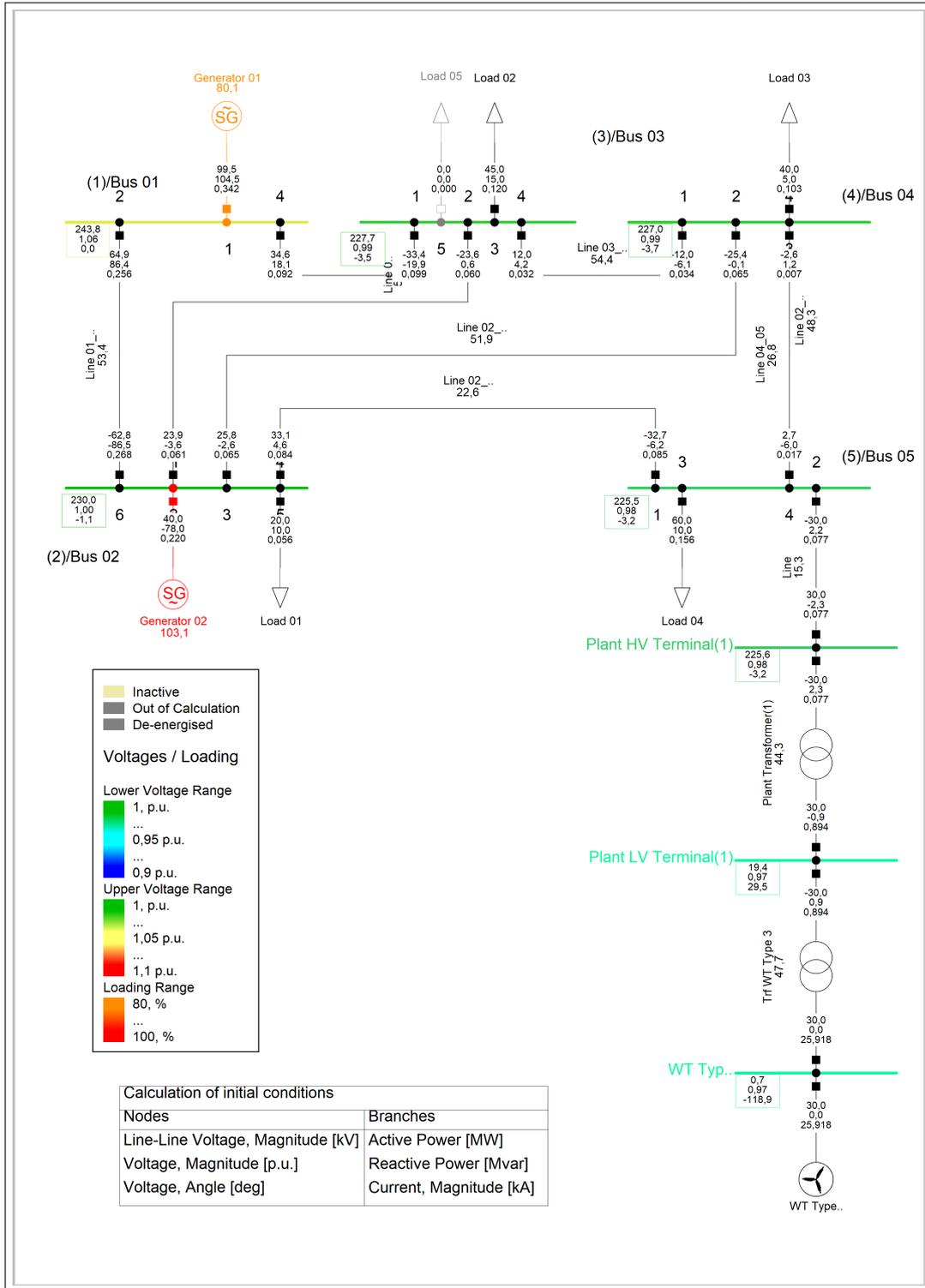
- Foi adotado um nível de tensão de 230kV para o sistema.
- Foi adotado um nível de tensão de 34,5kV para o barramento de média tensão da usina eólica.
- Os geradores 1 e 2 têm capacidade nominal de 180MVA e 85MVA, respectivamente.
- A usina eólica tem capacidade nominal de 50MVA.
- A barra 1 é a barra de referência, ou *slack*.
- A barra 2 é PV.
- As barras 3, 4 e 5 são PQ.

O fluxo de carga é calculado utilizando o método de Newton-Raphson clássico, considerando o sistema equilibrado e valores RMS, para avaliação dos transitórios eletromecânicos. Como resultado, obtém-se o carregamento das linhas de transmissão e dos geradores do sistema, para que as cargas possam ser alimentadas e as referências de tensão das barras PV e slack mantidas. O resultado do fluxo de carga é apresentado na Figura 43.

Como pode-se observar, o gerador 1 tem o carregamento de cerca de 80% e o gerador 2 está com um pouco de sobrecarga, na condição inicial, operando com 103,1% de sua capacidade nominal. A linha de transmissão mais carregada é a linha que conecta a barra 3 na barra 4, operando com 54,4% de sua capacidade nominal. Os valores de tensão estão dentro do range de operação normal estabelecido no código de rede brasileiro, estando a tensão mais elevada na barra 1, com 1,06p.u., por conta da especificação da máquina de referência do sistema, e a tensão mais baixa na barra 5, com 0,98p.u.

A usina eólica opera com fluxo de potência ativa de 30MW e potência reativa 0Mvar, como especificado nos parâmetros de fluxo de carga, pois ela funciona como uma fonte de corrente, conectando-se, portanto, a uma barra PQ. Os transformadores operam com carregamento de 47,7% e 44,3%, e a linha de transmissão que conecta a usina eólica à barra 5

Figura 43 – Fluxo de Carga calculado no sistema original.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

opera com carregamento de 15,3%.

Esta é a configuração do sistema que será considerada neste trabalho, no instante da aplicação das perturbações que serão consideradas na próxima seção.

## 6.2 Estudo de transitório eletromecânico

Com as condições iniciais do sistema estabelecidas, foram gerados casos de perturbações para que o estado transitório eletromecânico fosse avaliado. Nesse trabalho, buscou-se avaliar a estabilidade de frequência do sistema, e a suportabilidade do modelo de aerogerador a variações rápidas de tensão, para que os requisitos do código de rede brasileiro fossem atendidos no sistema de teste apresentado.

### 6.2.1 Avaliação da estabilidade de frequência do sistema

A avaliação da resposta do modelo adaptado para a estabilidade de frequência do sistema é feita com a verificação da resposta a subfrequência e resposta a sobrefrequência. Nesta seção, serão buscados casos no sistema que gerem um desequilíbrio entre carga e geração, para que possa haver variações transitórias de frequência.

Como já especificado no capítulo 2, a inércia sintética do modelo corresponde à injeção de potência ativa em casos de subfrequência, ou seja, quando a carga torna-se instantaneamente maior que a geração.

Por outro lado, a sobrefrequência acontece quando a geração do sistema torna-se instantaneamente maior que a carga. Para esses casos, o aerogerador deverá reduzir sua potência ativa injetada, buscando o equilíbrio.

#### 6.2.1.1 Inércia sintética

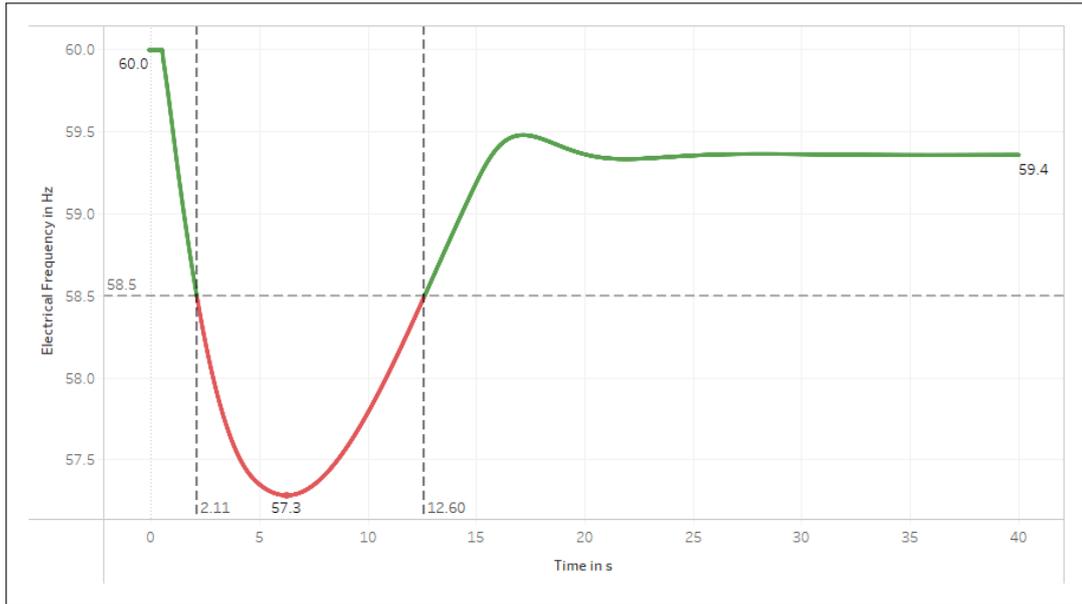
O caso de inércia sintética estudado consiste na aplicação de um degrau de carga de  $48MW$  na barra 3 do sistema. O degrau é aplicado no tempo  $T = 500ms$  após a condição inicial apresentada na seção 6.1.

No primeiro momento, a resposta do sistema é analisada sem a participação da usina eólica no controle de frequência. A Figura 44 apresenta o comportamento da frequência do sistema durante o transitório, medida na Barra 5.

Pode-se verificar que o valor mínimo atingido foi de  $57,3Hz$ . Para este caso, a frequência de  $60,0Hz$  é estabilizada em  $59,4Hz$  após o transitório, porém o tempo que a frequência do sistema permanece abaixo de  $58,5Hz$ , destacado em vermelho na Figura 44, é de  $10,49s$ , superando o limite de  $10,0s$  estabelecido nos procedimentos de rede do ONS.

A superação de tal limite, implica na violação da restrição de frequência do sistema

Figura 44 – Resposta do sistema sem a participação da usina eólica no controle de frequência.

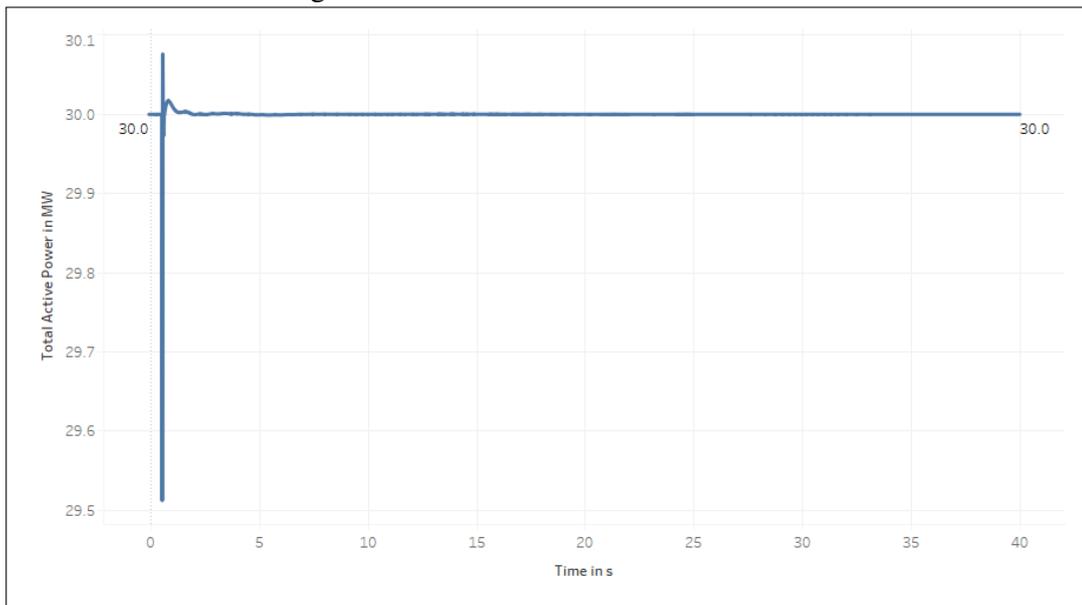


Fonte: elaborado pelo autor (2021).

em estudo, que poderá levar à desconexão de outras usinas, podendo causar assim o colapso do sistema.

A potência ativa da usina eólica é apresentada na Figura 45. Pode-se verificar que por conta da não participação no controle, esta permanece praticamente inalterada com as variações de frequência sofridas pelo sistema, sofrendo apenas uma pequena variação no instante da falta, mas retornando em seguida aos 30MW da condição pré falta.

Figura 45 – Potência ativa da usina eólica.

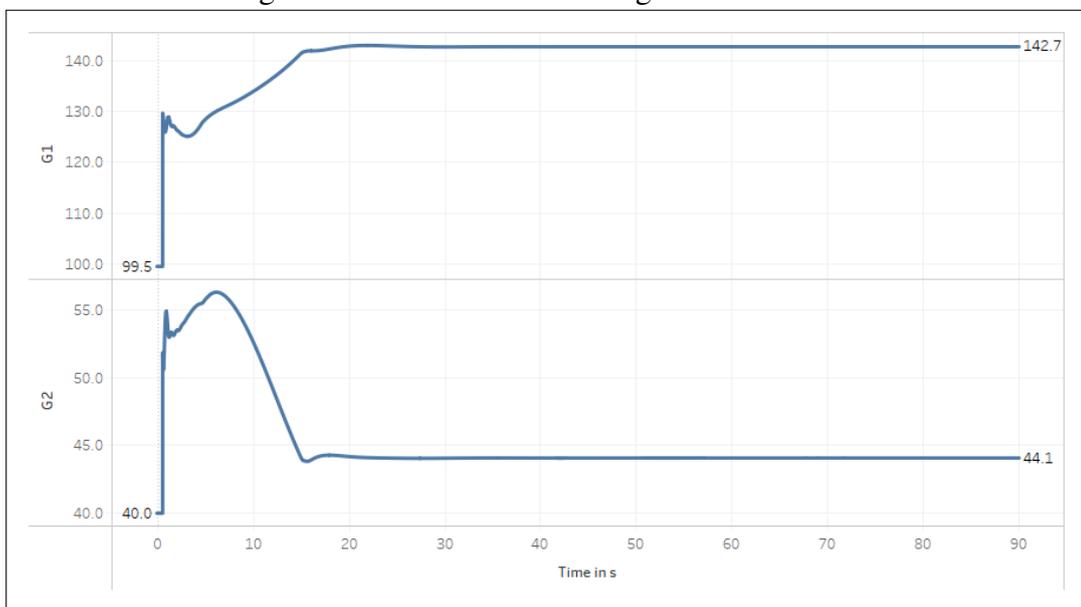


Fonte: elaborado pelo autor (2021).

A potência ativa dos geradores G1 e G2 é apresentada na Figura 46. Pode-se verificar

que ambos geradores já respondem no momento da falta, por conta de sua inércia natural. O gerador G2 não foi configurado para participar do controle secundário, por isso sua potência é reduzida após a resposta do controle primário, passando de  $40\text{MW}$  na condição pré-falta e sendo estabilizada em  $44,1\text{MW}$  na condição pós-falta. O gerador G1 é configurado para participar do controle secundário, portanto, após sua resposta natural de inércia no momento da falta, ele é redespachado para assumir a carga do gerador G2, e, portanto, suprir quase a totalidade do desequilíbrio causado pela entrada da carga de  $48\text{MW}$  na barra 3 do sistema. Sua potência pré-falta era de  $99,5\text{MW}$  e a potência estabilizada na condição pós-falta é de  $142,7\text{MW}$ .

Figura 46 – Potência ativa dos geradores G1 e G2.



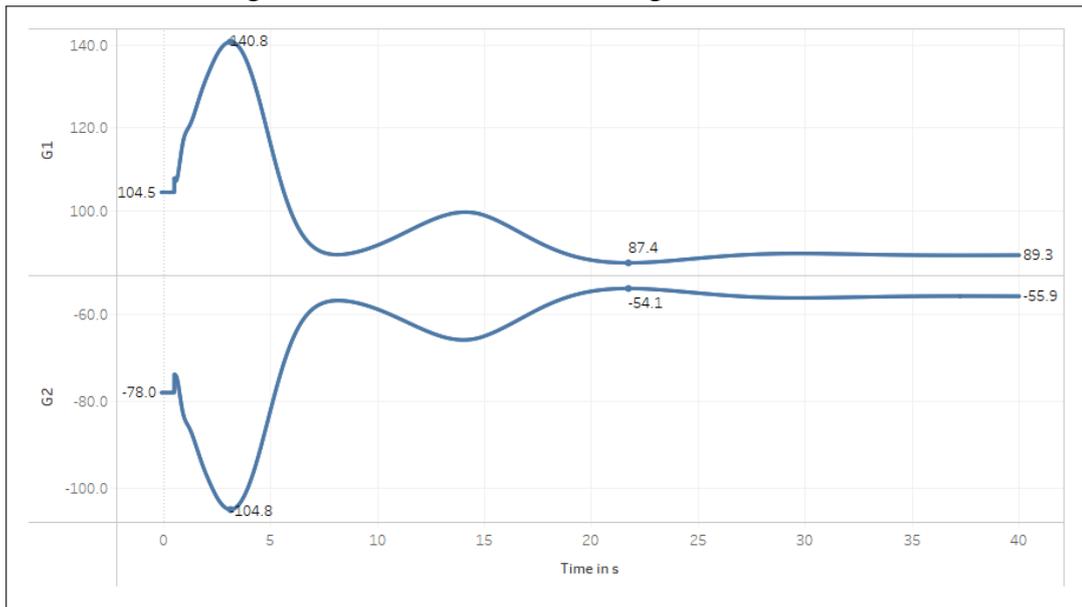
Fonte: elaborado pelo autor (2021).

A Figura 47 apresenta a potência reativa dos geradores G1 e G2. Pode-se perceber que há uma variação, comparando o ponto de equilíbrio pré-falta e o ponto de equilíbrio pós-falta, em que a potência reativa do gerador G1 passa de  $104,5\text{Mvar}$  para  $89,3\text{Mvar}$  e a potência reativa do gerador G2 passa de  $-78,0\text{Mvar}$  para  $-55,9\text{Mvar}$ . Tais oscilações acontecem para que os geradores possam manter o controle de tensão em suas respectivas barras com o novo fluxo de carga estabelecido.

As tensões das barras do sistema durante o transitório são apresentadas na Figura 48.

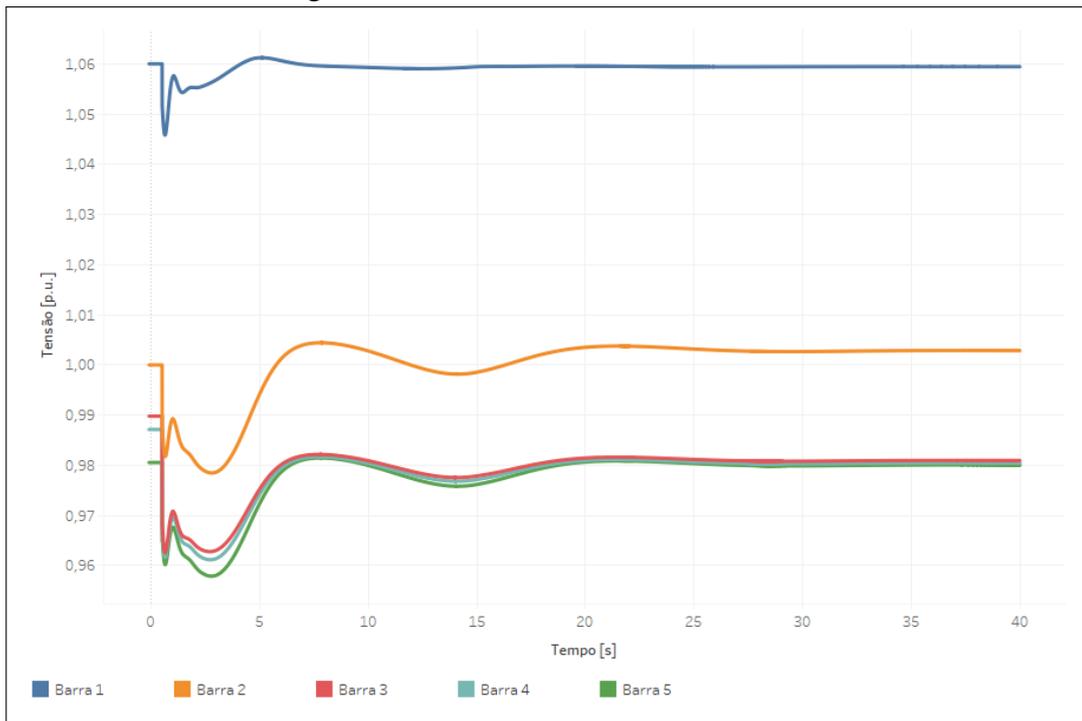
Com esse desvio de frequência superando o limite estabelecido no código de rede brasileiro constatado para o caso em questão, sem a participação da usina eólica no controle de frequência, analisou-se em seguida o comportamento do mesmo sistema considerando que a usina eólica participe do controle de frequência. A Figura 49 apresenta o comportamento da

Figura 47 – Potência reativa dos geradores G1 e G2.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Figura 48 – Tensões nas barras do sistema.

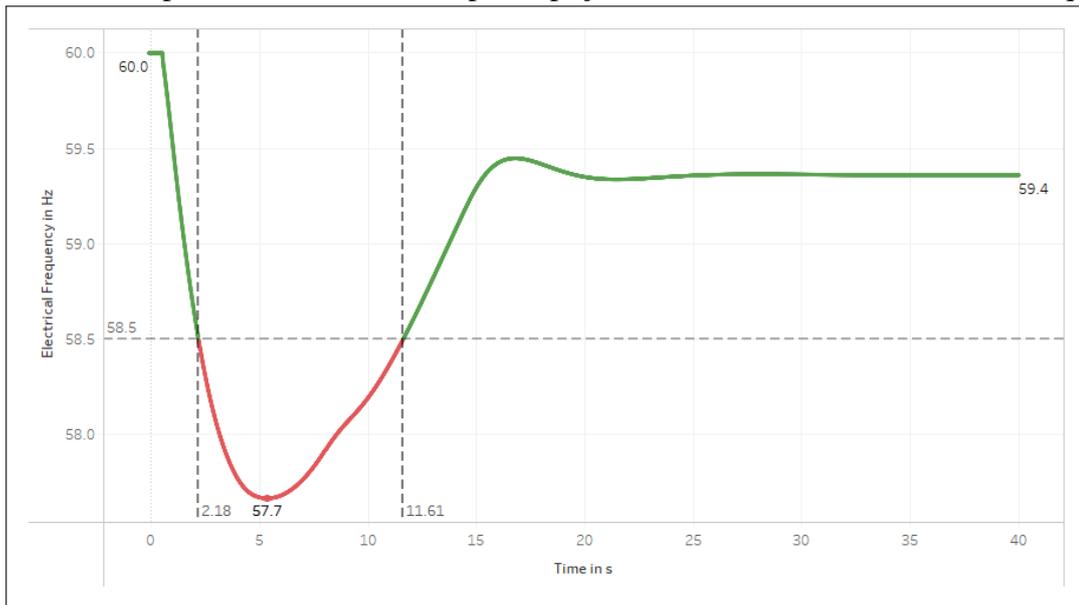


Fonte: elaborado pelo autor (2021).

frequência do sistema em estudo com o suporte de frequência fornecido pela usina eólica.

Pode-se verificar que o valor mínimo atingido foi de  $57,7\text{Hz}$ , e a frequência, que era  $60,0\text{Hz}$  na condição pré-falta também foi estabilizada em  $59,4\text{Hz}$ , assim como no caso em que a usina eólica não participava do controle de frequência. Porém, o tempo que a frequência do sistema permanece abaixo de  $58,5\text{Hz}$ , foi de  $9,43\text{s}$ , ficando portanto abaixo dos  $10\text{s}$  estabelecidos

Figura 49 – Resposta do sistema com a participação da usina eólica no controle de frequência.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

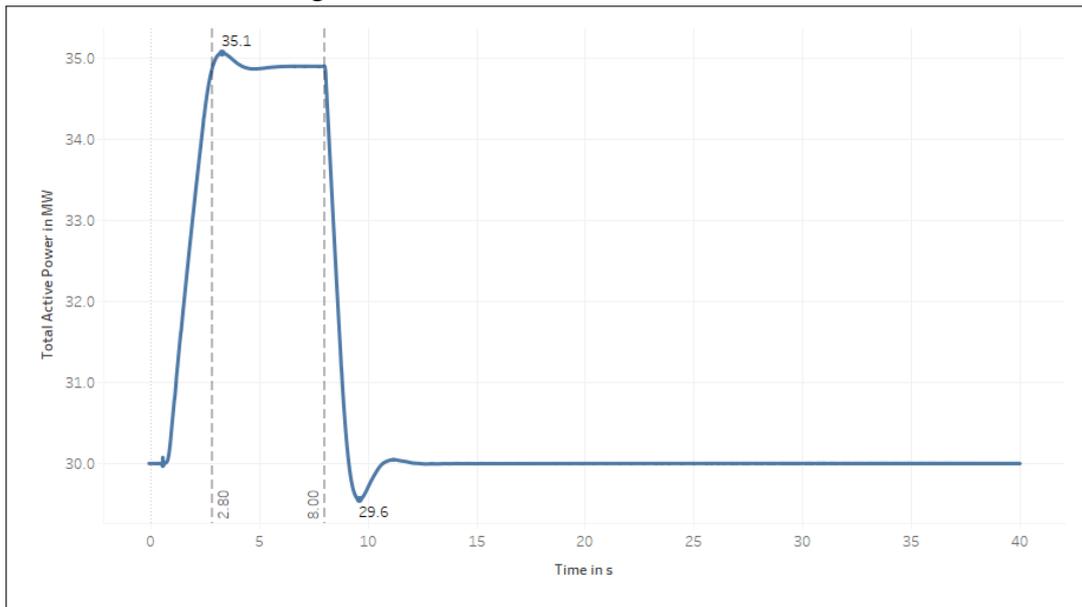
nos procedimentos de rede do ONS. O período em que a frequência ficou abaixo de  $58,5\text{Hz}$  também está destacado em vermelho.

Com isso, pode-se constatar que a participação da usina eólica no controle de frequência tornou o sistema estável, sem atuação de proteção para retirada da usina. Isso evidencia a importância da participação de usinas eólicas no controle de frequência de sistemas elétricos de potência que possuem uma grande participação desta fonte.

A Figura 50 apresenta a potência ativa da usina eólica com participação no controle de frequência. Pode-se verificar que a resposta do modelo WECC adaptado neste trabalho está alinhada com os requisitos do código de rede brasileiro. No momento da falta, a usina fornece uma potência ativa suplementar de  $5\text{MW}$ , correspondente a  $10\%$  da capacidade instalada da usina, conforme requisitado nos procedimentos de rede do ONS. Tal potência suplementar é sustentada por um período de  $5,2\text{s}$ , também alinhado com o tempo demandado no código de rede brasileiro. Por fim, há um breve período em que a potência se reduz a um valor inferior ao que apresentava na condição pré falta. Esse comportamento representa o comportamento físico de reestabelecimento da velocidade do rotor após a injeção da potência ativa suplementar. Vale destacar que o período de recuperação neste modelo precisa ser mais aprofundado, utilizando as variáveis internas de velocidade do rotor presentes no bloco WTGT\_A. Tal desenvolvimento fica sugerido como um trabalho futuro.

A Figura 51 apresenta a potência ativa dos geradores G1 e G2. Pode-se verificar que o comportamento de tais geradores para esta situação é bem similar à simulação anterior, em

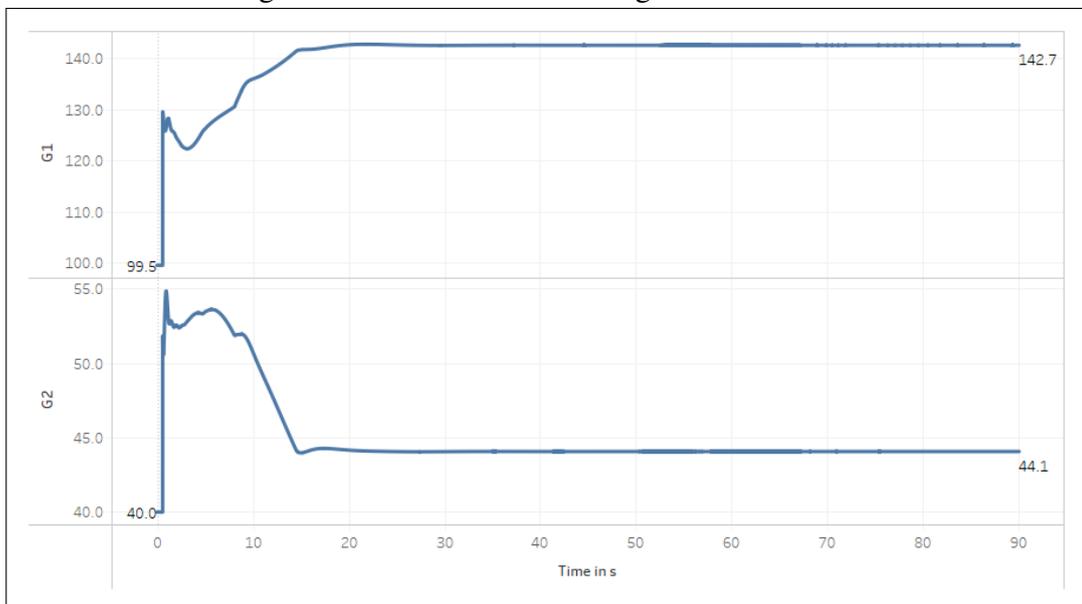
Figura 50 – Potência ativa da usina eólica.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

que o gerador G2 participa apenas do controle primário e o gerador G1 participa do controle primário e do controle secundário. Os valores de equilíbrio da potência ativa na condição pós falta são iguais ao caso anterior. As variações encontradas são apenas no estado transitório.

Figura 51 – Potência ativa dos geradores G1 e G2.

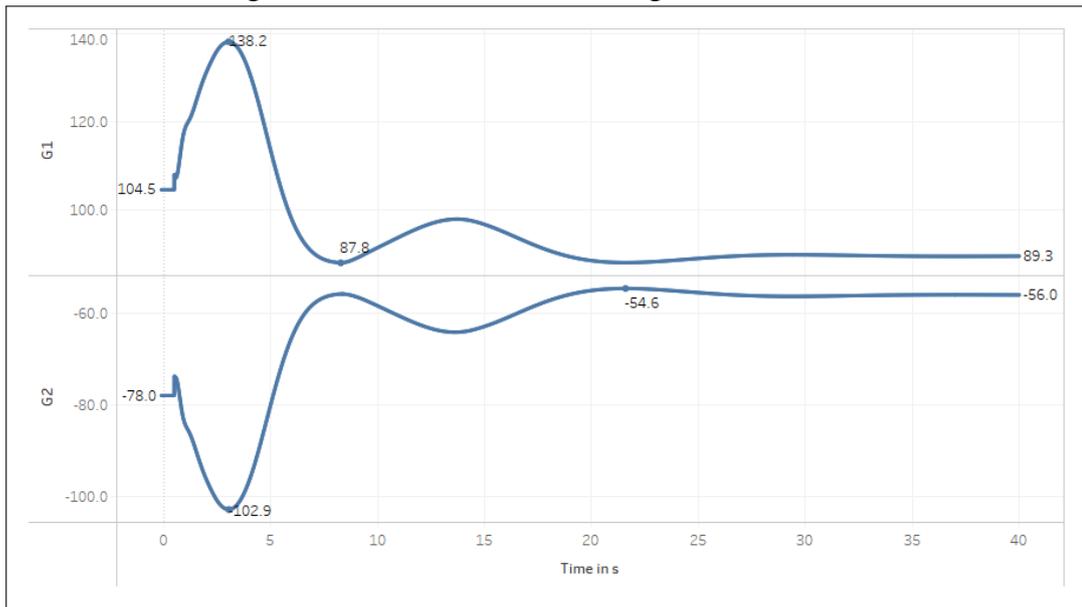


Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Por fim, a Figura 52 apresenta a potência reativa dos geradores G1 e G2 para esta simulação. Pode-se verificar que o comportamento é quase idêntico ao da simulação anterior, mas com uma oscilação sensivelmente mais atenuada.

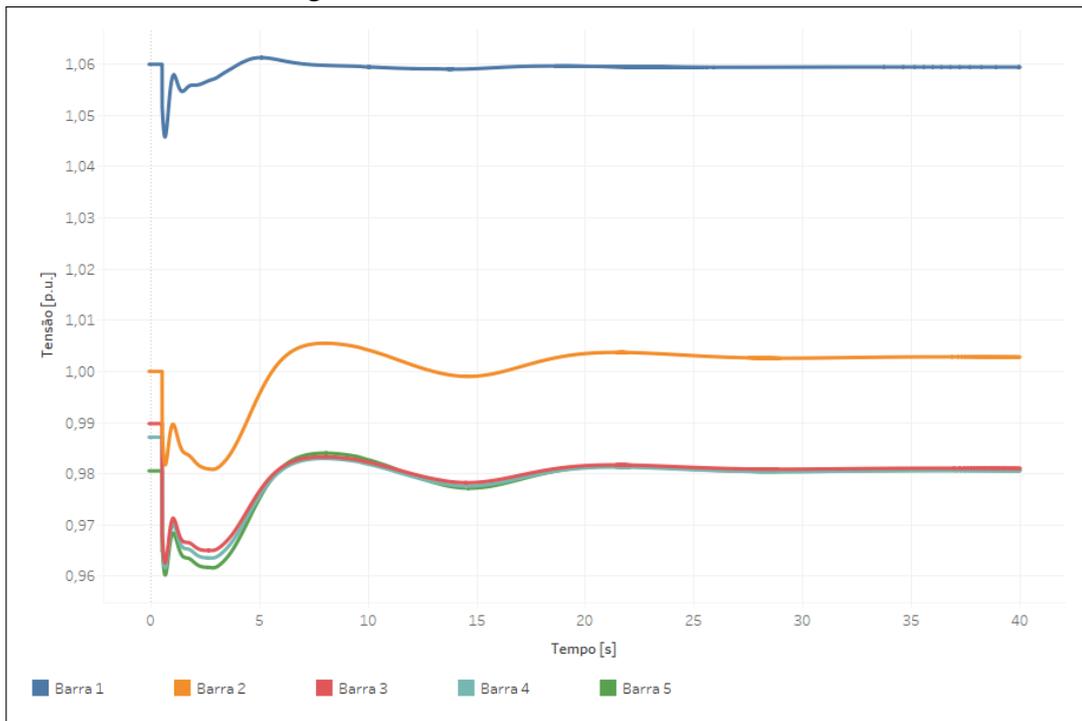
As tensões nas barras do sistema são apresentadas na Figura 53.

Figura 52 – Potência reativa dos geradores G1 e G2.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Figura 53 – Tensões nas barras do sistema.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

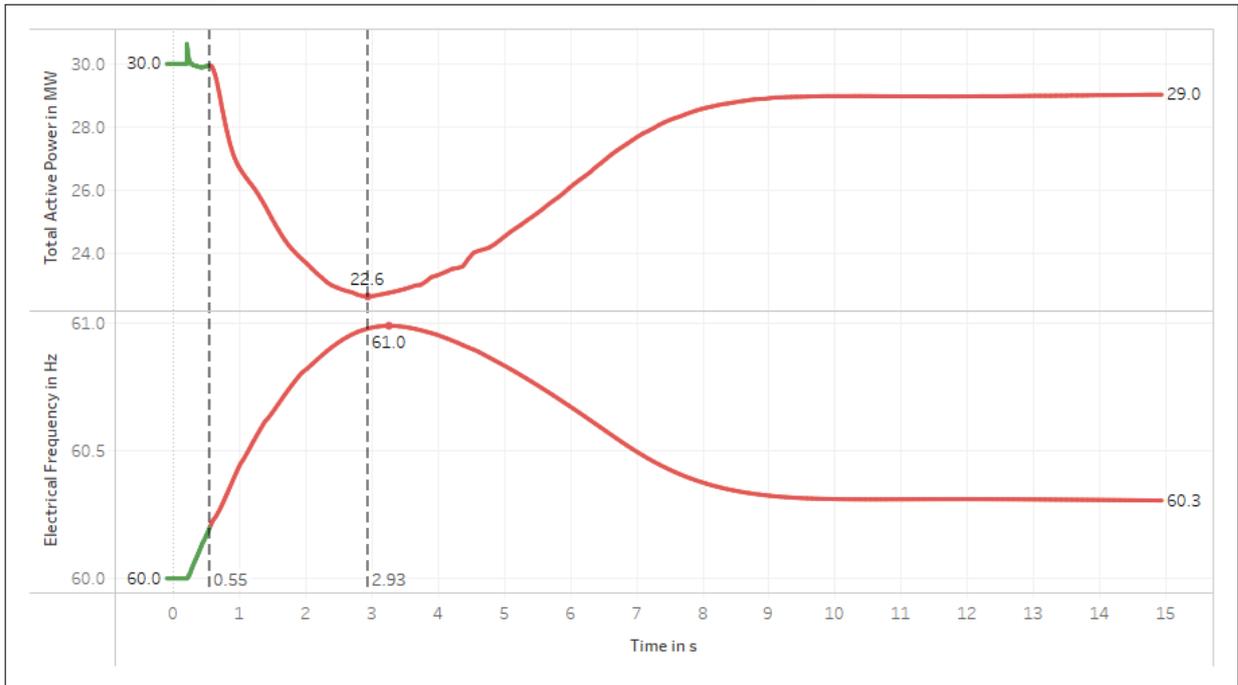
### 6.2.1.2 Sobrefrequência

O caso de sobrefrequência analisado consistiu na perda súbita da carga 03, de 40MW e 5Mvar, que é conectada à barra 4 do sistema, que é desconectada em  $t = 0,2s$ .

Como resultado, o comportamento da usina eólica durante o regime transitório é apresentado na Figura 54. Pode-se verificar que no instante  $t = 0,55s$ , a frequência do sistema

ultrapassa  $60,2\text{Hz}$ , e com isso a usina eólica inicia a redução de potência ativa de maneira proporcional à variação de frequência, obedecendo ao que é estabelecido nos procedimentos de rede do ONS. O valor mínimo de potência ativa atingido é de  $22,6\text{MW}$ , no instante  $t = 2,93\text{s}$ , o que confirma a taxa de redução de potência de  $3\%/0,1\text{Hz}$ , estabelecida nos procedimentos de rede.

Figura 54 – Potência ativa da usina Eólica e Frequência do sistema.



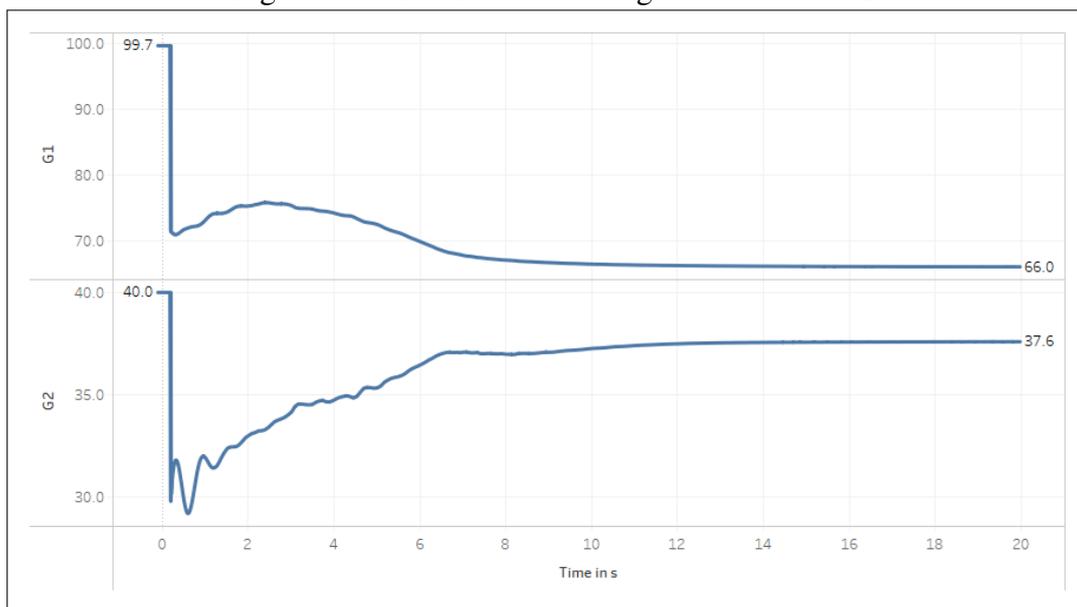
Fonte: elaborado pelo autor (2021).

O comportamento dos geradores G1 e G2 durante o período transitório de sobre-frequência é apresentado na Figura 55. Pode-se verificar que ambos geradores também reduzem potência no instante da falta, por conta de sua inércia natural. O gerador G2, em seguida tende a reestabelecer o valor de potência ativa pré falta, pois este não faz parte do controle secundário, enquanto o gerador G1 tende a reduzir ainda mais sua potência ativa para compensar o gerador G2 e a usina eólica, pois G1 também está fazendo o papel do controle secundário no sistema.

Com as reduções de potência, pode-se observar que a frequência do sistema é estabilizada em  $60,3\text{Hz}$ , de acordo com a Figura 54. Com isso, a usina eólica e o gerador G2 não conseguem retomar os valores de potência ativa pré falta, ficando o gerador G2 estabilizado em  $37,6\text{MW}$  e a usina eólica estabilizada em  $29,0\text{MW}$ .

O comportamento da usina eólica para este caso de sobre-frequência obedece às diretrizes do código de rede brasileiro pois todas as condições foram atendidas de forma satisfatória

Figura 55 – Potência ativa dos geradores G1 e G2.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

e o modelo foi capaz de representar satisfatoriamente o comportamento de uma usina eólica com esse controle. Para uma validação, faz-se necessário a comparação dos resultados com medições de testes com aerogeradores reais, ou a comparação dos resultados de simulação com modelos detalhados e certificados.

### 6.2.2 Avaliação da suportabilidade a variações rápidas de tensão

Com os resultados satisfatórios da resposta do modelo WECC adaptado para os estudos de estabilidade de frequência, obtidos na seção 6.2.1, avaliou-se nesta seção a suportabilidade a variações rápidas de tensão.

Conforme apresentado no capítulo 5, a suportabilidade a variações rápidas de tensão do modelo WECC adaptado é realizada pelo bloco de Proteção. Com a parametrização correta de tal bloco, é possível atender aos requisitos de suportabilidade a variações rápidas de tensão do código de rede brasileiro, que diz respeito ao tempo que a usina eólica deverá permanecer conectada à rede para cada nível de tensão.

Nessa seção, a suportabilidade do modelo será avaliada para casos de subtensão e de sobretensão.

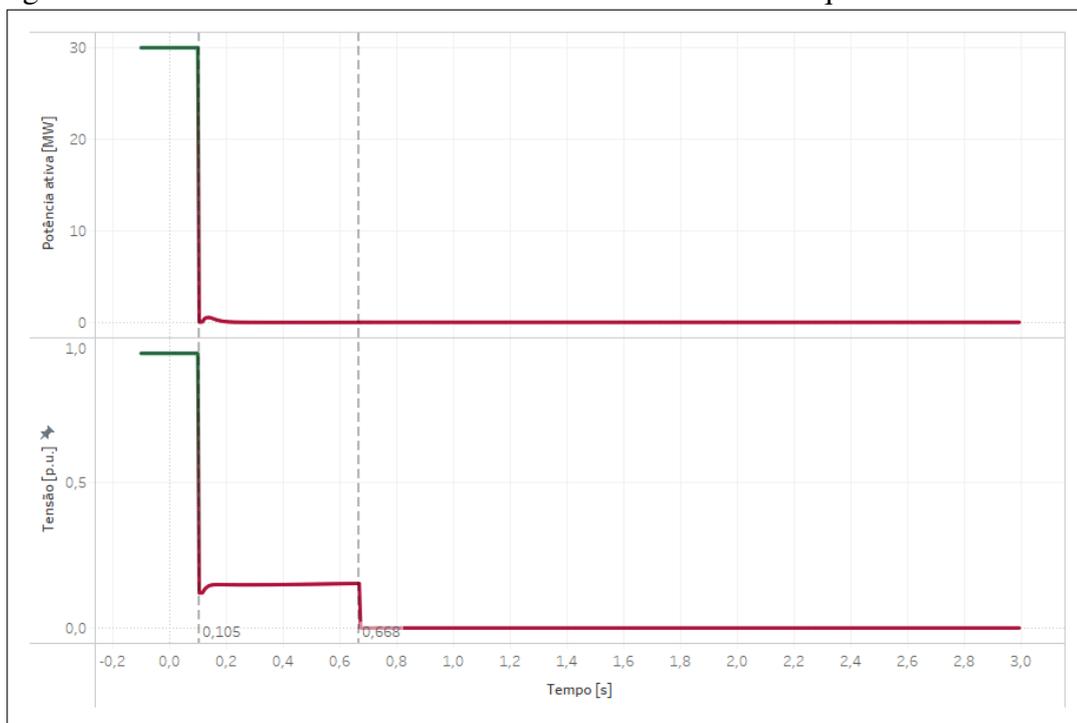
### 6.2.2.1 Afundamento de tensão

Os casos de afundamento de tensão analisados no sistema consistem na aplicação de curto-circuitos com impedâncias de falta à barra de 230kV em que a usina eólica está conectada, que representa o ponto de conexão da usina. No primeiro momento, será analisada a suportabilidade da usina eólica a um curto-circuito em que a tensão fica abaixo de  $0,2p.u.$ . Para tal, o curto-circuito foi aplicado com uma resistência de  $0,00044\Omega$  e uma reatância de  $0,000334\Omega$ .

Os resultados para a usina eólica são apresentados na Figura 56. No momento do curto, por conta da severidade extrema, a potência ativa da usina eólica vai para  $0MW$ , mas esta permanece conectada ao sistema, como pode ser observado no gráfico de baixo, que representa a tensão na barra. No momento do curto, a tensão da barra é reduzida para  $0,15p.u.$ .

Como pode ser observado no gráfico da tensão, o curto-circuito é aplicado no instante  $t = 0,1s$ , e a usina eólica permanece conectada à rede até o instante  $t = 0,668s$ , o que equivale a um total de  $0,558s$ . Assim, o modelo WECC adaptado supera o requisito mínimo do código de rede brasileiro, que é de  $0,5s$  para a tensão residual de  $0,2p.u.$  (ONS, 2021) e representa satisfatoriamente o comportamento de uma usina eólica.

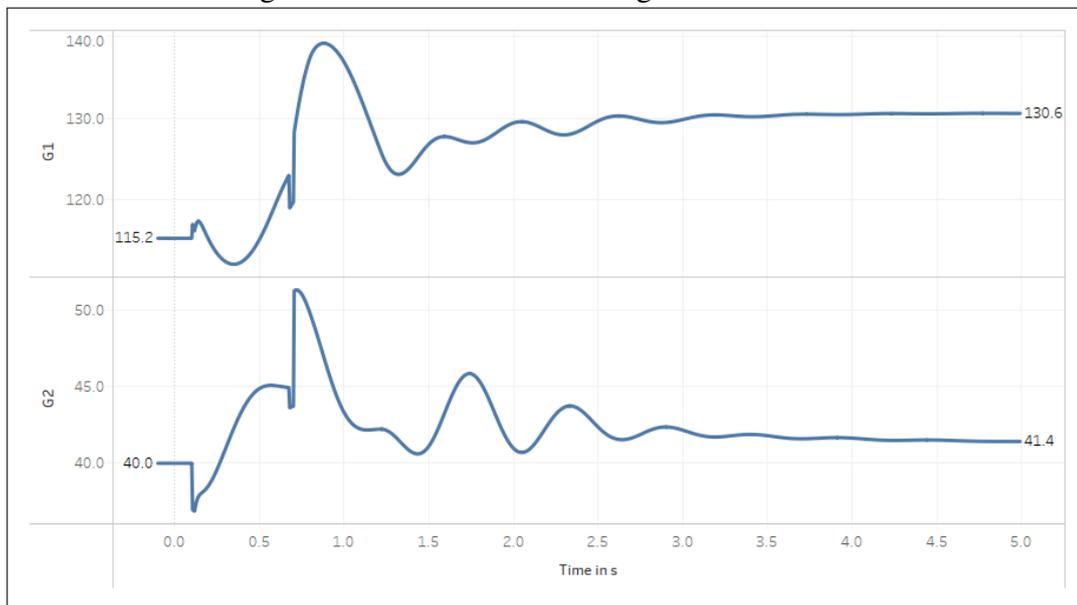
Figura 56 – Potência ativa da usina eólica e tensão na barra em que esta está conectada.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

O comportamento dos geradores G1 e G2 para este caso é apresentado na Figura 57. Pode-se verificar que há uma oscilação na potência ativa de ambos geradores, e que o valor de equilíbrio na condição pós falta é ligeiramente maior que o valor da condição pré-falta.

Figura 57 – Potência ativa dos geradores G1 e G2.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

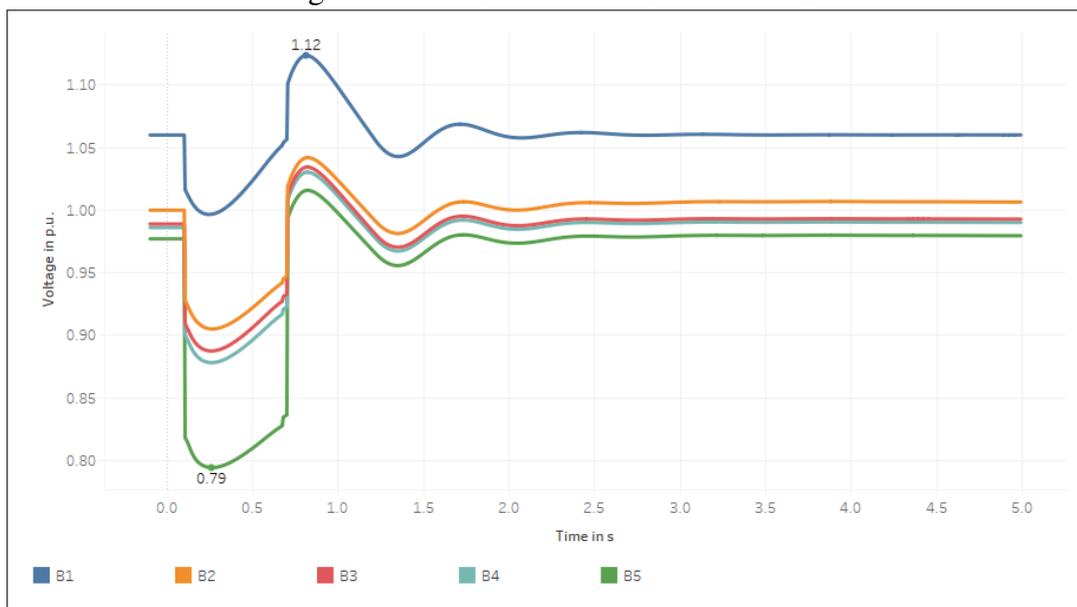
O comportamento das tensões nas barras do sistema é apresentado na Figura 58. Pode-se verificar que a barra 5 é a mais afetada devido à proximidade do ponto onde ocorreu o curto-circuito, e por não ter um gerador realizando controle de tensão conectado a esta. As tensões de equilíbrio do sistema são praticamente as mesmas da condição pré falta, e o valor mínimo de tensão é de  $0,79p.u.$  e ocorre na barra 5, enquanto o valor máximo de tensão durante o transitório é de  $1,12p.u.$  e ocorre na barra 1.

Para analisar a suportabilidade a subtensões do modelo WECC adaptado, foi testado mais um ponto da curva LVRT. Dessa vez, foi aplicado um novo curto-circuito na mesma barra do caso anterior, porém com uma resistência de  $0,00094\Omega$  e uma reatância de  $0,02234\Omega$ .

Os resultados da usina eólica para este novo ponto são apresentados na Figura 59. Nessa situação, o valor da tensão na barra em que a usina eólica está conectada é de  $0,85p.u.$ . Por ser um curto-circuito menos severo que o anterior, o valor da potência ativa da usina eólica não é reduzido, como foi no caso anterior, e sim sofre apenas uma oscilação mas se mantém aproximadamente em  $30MW$  até que a usina é desconectada.

Como no caso anterior, o circuito-circuito é aplicado em  $t = 0,1s$ , mas desta vez a usina eólica permanece conectada até  $t = 5,17s$ , totalizando um tempo de conexão de  $5,07s$ .

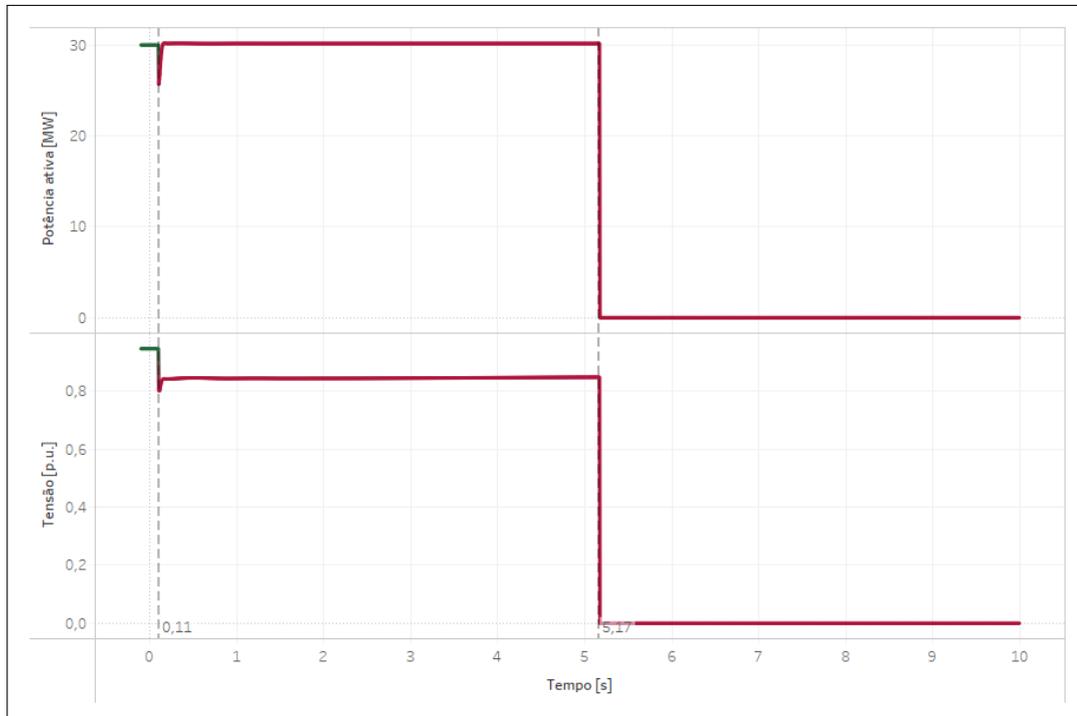
Figura 58 – Tensões nas barras do sistema.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Esse comportamento também é satisfatório pois para esse nível de curto, o modelo permanece conectado por um tempo maior que 5s, como é exigido no código de rede brasileiro.

Figura 59 – Potência ativa da usina eólica e tensão na barra em que esta está conectada.

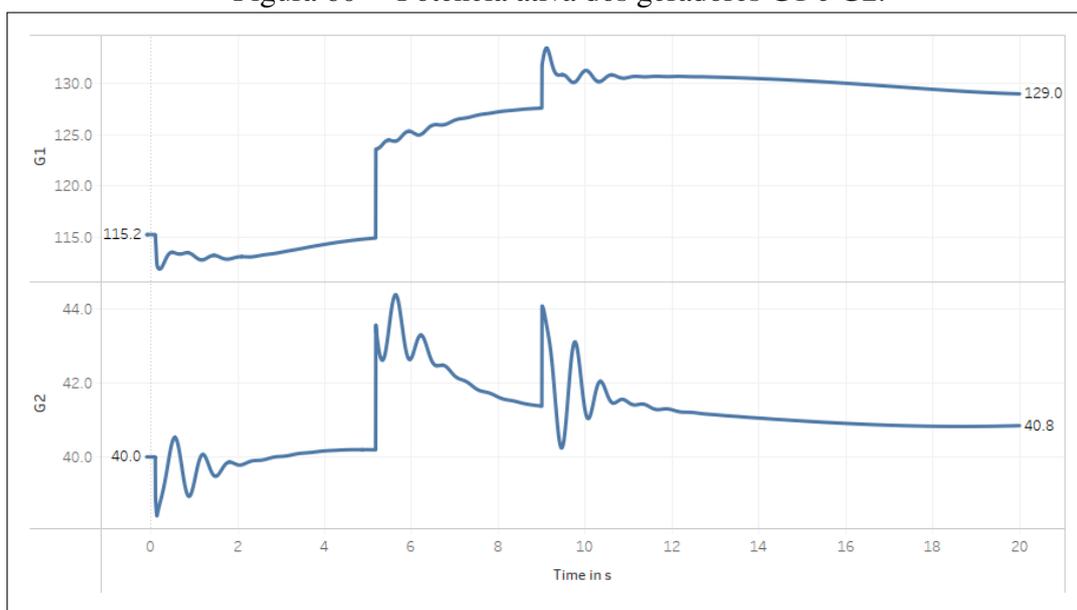


Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Os resultados dos geradores G1 e G2 para esse caso são apresentados na Figura 60. Verifica-se que de maneira similar ao caso anterior, a potência ativa dos geradores G1 e G2 sofre oscilações durante o curto-circuito, mas dessa vez há um aumento de potência mais perceptível

no momento em que a usina eólica é desconectada. No primeiro momento, os geradores G1 e G2 compensam a perda da usina eólica, mas tal potência vai sendo gradativamente transferida ao gerador G1. A potência de equilíbrio do gerador G2 é muito próxima da potência na condição pré falta.

Figura 60 – Potência ativa dos geradores G1 e G2.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

O comportamento das tensões do sistema é apresentado na Figura 61. As oscilações de tensão para este caso são menores que as do caso anterior, por conta da severidade do curto. De maneira similar, a tensão mais baixa observada foi de  $0,94p.u.$  na barra 5, e a maior tensão observada foi de  $1,07p.u.$  na barra 1.

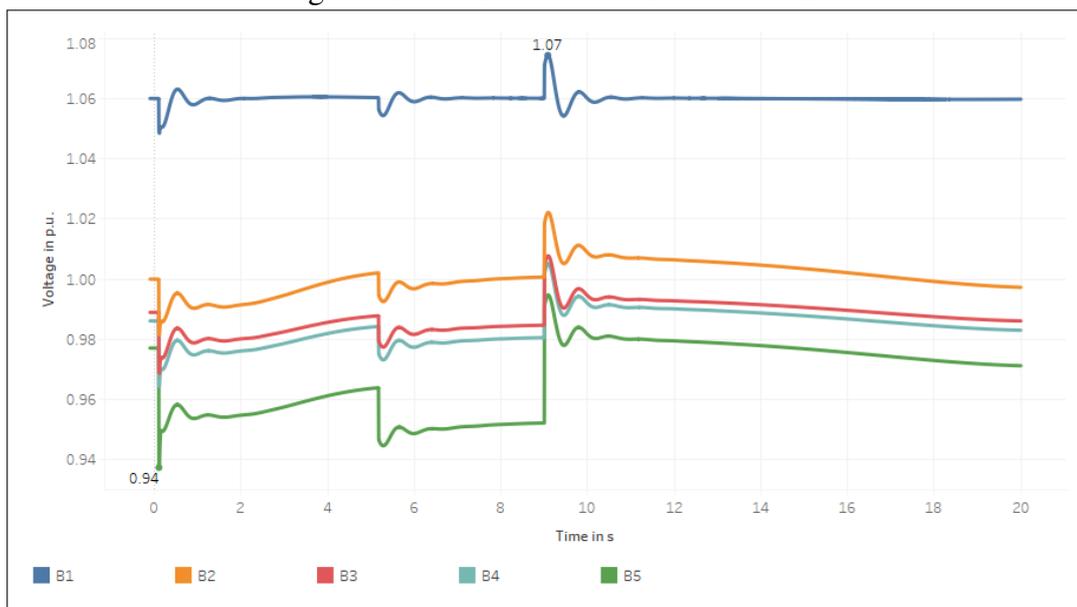
#### 6.2.2.2 Elevação de tensão de curta duração

O caso de elevação de tensão de curta duração analisado consiste na entrada súbita de um banco de capacitores de  $50Mvar$  na barra de  $0,69kV$  em que a usina eólica está conectada.

Os resultados para a usina eólica são apresentados na Figura 62. Como pode ser observado no gráfico da tensão, a entrada do banco de capacitores eleva a tensão da barra para  $1,245p.u.$ . Assim como no último caso de subtensão analisado, a potência ativa da usina eólica não sofre variação, além de uma oscilação inicial, durante o novo estado da tensão.

O banco de capacitores é conectado em  $t = 0,1s$  e a usina eólica permanece conectada ao sistema até  $t = 2,668s$ , totalizando  $2,568s$  de tempo conectada com a tensão elevada. Esse comportamento confirma a conformidade na utilização do modelo para casos de suportabilidade

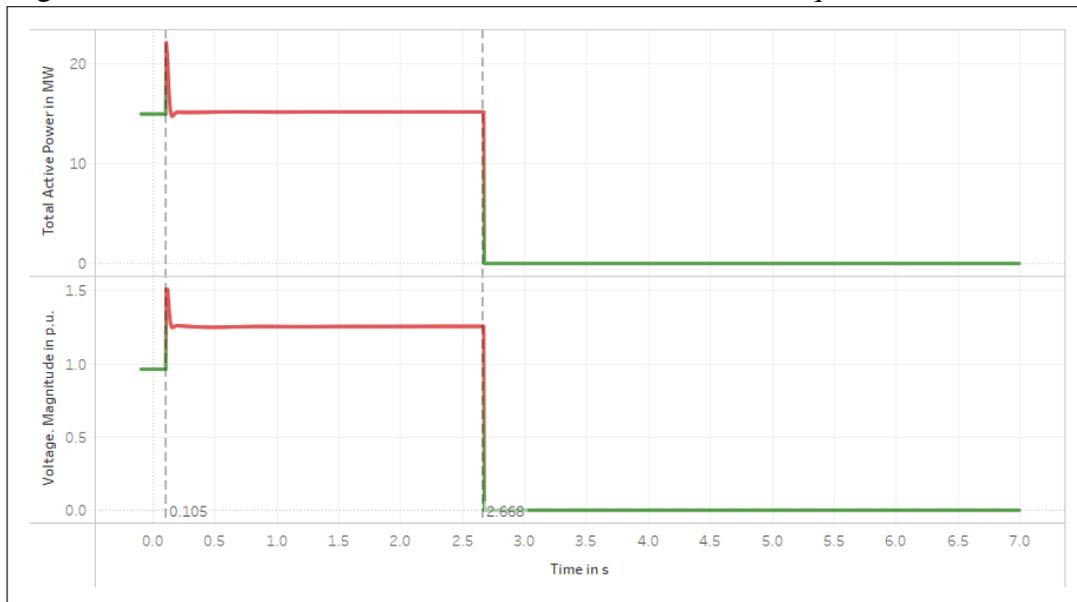
Figura 61 – Tensões nas barras do sistema.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

a sobretensões, pois este atende o código de rede brasileiro, que estabelece o tempo mínimo de 2,5s para desconexão das usinas eólicas em caso de sobretensões acima de 1,2p.u..

Figura 62 – Potência ativa da usina eólica e tensão na barra à qual ela está conectada.

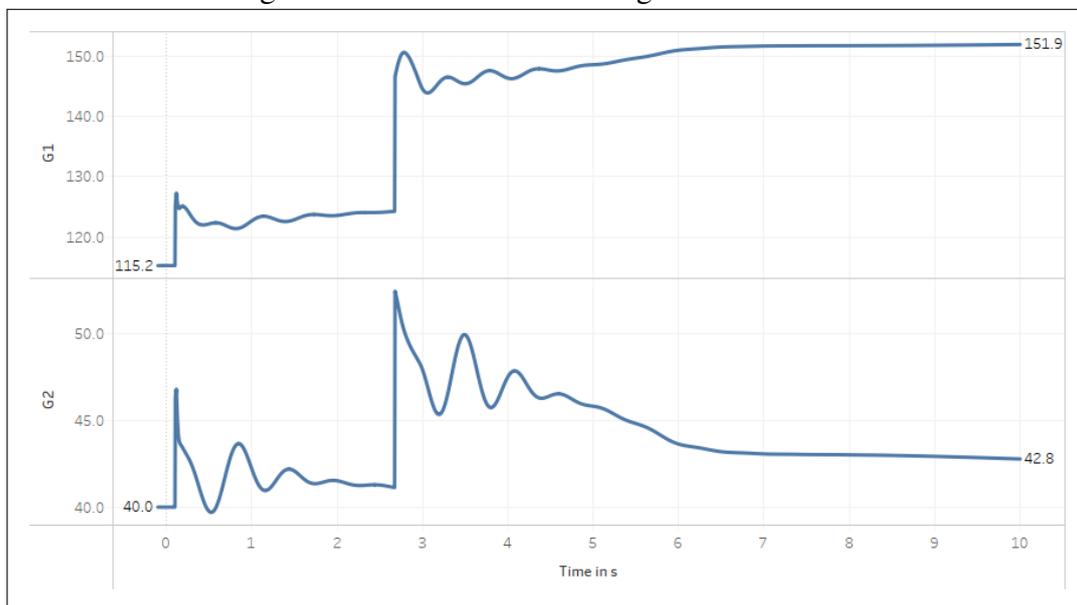


Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Os resultados para os geradores G1 e G2 são apresentados na Figura 63. Pode-se observar pequenas oscilações na potência ativa dos geradores G1 e G2 durante a elevação de tensão apresentada. A variação mais brusca para estes geradores é observada quando a usina eólica é desconectada, pois os geradores G1 e G2 ficam responsáveis por suprir toda a carga do sistema. Após a resposta natural, a carga vai sendo gradativamente transferida para o gerador

G1, assim como foi observado nos demais casos.

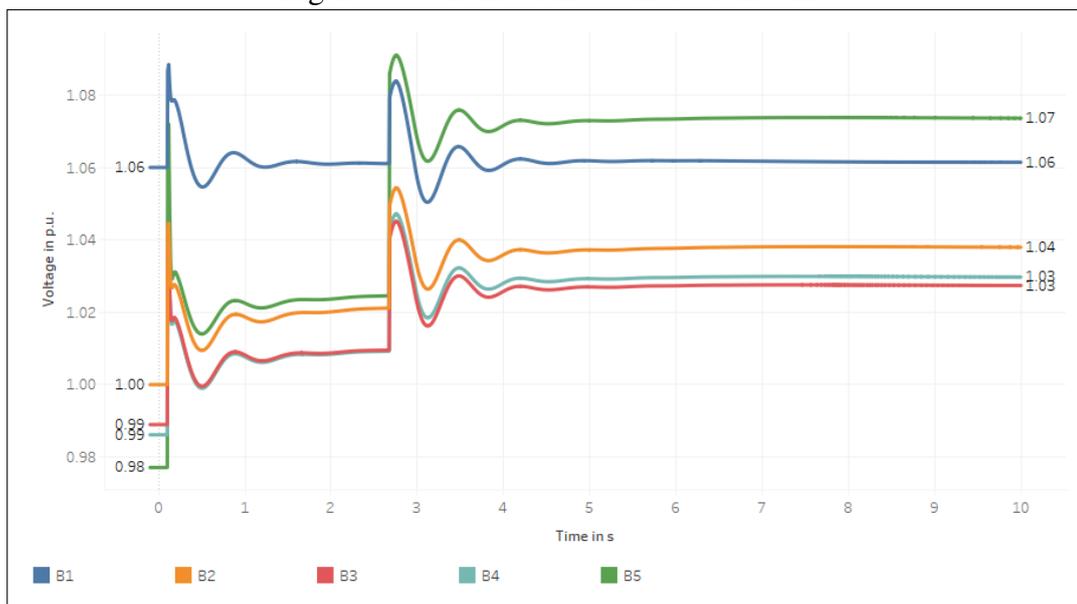
Figura 63 – Potência ativa dos geradores G1 e G2.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

O comportamento das tensões das barras do sistema é apresentado na Figura 64. Assim como no caso de subtensão, pode-se verificar que a barra 5 foi a mais afetada, devido à proximidade do ponto de ocorrência do evento. Na condição pré perturbação, ela tinha a menor tensão entre as 5 barras do sistema,  $0,98 p.u.$ , e após a perturbação ela passa a ter a maior tensão de todas as barras,  $1,07 p.u.$ .

Figura 64 – Tensões nas barras do sistema.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

As simulações aqui realizadas confirmam que o modelo WECC adaptado atende os requisitos do código de rede brasileiro para estudos de transitórios eletromecânicos em sistemas de grande porte, pois este foi capaz de representar de maneira satisfatória o comportamento das usinas eólicas em função de cada cenário de falta simulado.

## 7 ESTUDO DE CASO NO ESTADO DO CEARÁ

O modelo WECC adaptado apresentado no Capítulo 5 e utilizado em simulações com um sistema de teste no Capítulo 6 foi utilizado em um estudo de caso para avaliação da inércia do estado do Ceará considerando uma grande perturbação no sistema, com o objetivo de verificar se a participação das usinas eólicas no controle de frequência pode ser um fator relevante para a garantir a estabilidade do sistema.

### 7.1 Obteção do sistema equivalente

O sistema estudado foi obtido a partir dos dados para simulações elétricas no SIN, disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Tais dados para simulações são resultado do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, que indica as perspectivas da expansão do setor de energia no horizonte de dez anos (2021 – 2030) (EPE, 2021).

Os dados disponibilizados estão em bases separadas para simulações de Fluxo de Potência, Curto-Circuito, Transitórios eletromecânicos e cálculo de Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), e estão no formato dos softwares do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), da Eletrobras, ANAREDE, ANAFAS, ANATEM e Nodal, respectivamente.

Neste trabalho, foi utilizado o deck de Fluxo de Potência para obtenção da estrutura do sistema a ser estudado, e das condições iniciais para o estudo de estabilidade eletromecânica. Tal deck é composto pelos casos apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Casos do Deck de Fluxo de Carga da EPE.

Caso	Descrição
LEV-PD 2027-NORTE SECO	Sistema com carga leve e norte seco
LEV-PD 2027-NORTE UMIDO	Sistema com carga leve e norte úmido
MED-PD 2027-NORTE SECO	Sistema com carga média e norte seco
MED-PD 2027-NORTE UMIDO	Sistema com carga média e norte úmido
PES-PD 2027-NORTE SECO	Sistema com carga pesada e norte seco
PES-PD 2027-NORTE UMIDO	Sistema com carga pesada e norte úmido

Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Cada caso da Tabela 6 possui 10 arquivos de simulação, com o sistema esperado para os anos de 2021 a 2030. Em nosso estudo, foi utilizado o deck PES-PD 2027-NORTE SECO com o sistema para o ano de 2021. A escolha de tal cenário foi feita para se ter a configuração do sistema mais próxima da atual, com o ano escolhido sendo 2021. Quanto à carga, a escolha

de carga pesada e norte seco foi feita para se obter um cenário em que o sistema não esteja com muita folga de geração, e reservatórios mais vazios para as hidrelétricas, que são as responsáveis pela maior contribuição de geração na matriz elétrica brasileira (ABEEÓLICA, 2020).

Com a configuração escolhida, espera-se ter um cenário crítico do ponto de vista de inércia do sistema, pois sob condição de carga pesada é menor a reserva de potência disponível nos geradores convencionais e, conseqüentemente, menor é a capacidade de injeção de potência ativa suplementar. Assim, a contribuição das usinas eólicas para a estabilidade de frequência será avaliada. Outra situação crítica poderia ser obtida com a condição de carga leve, para os casos que tenham menos geradores convencionais conectados à rede implicando em uma menor inércia do sistema. Tal cenário de carga leve poderá ser melhor avaliado em um trabalho futuro.

O sistema original do ANAREDE para o caso escolhido possui 9548 barras e 13203 linhas de transmissão em níveis de tensão de 500kV, 230kV, 138kV, 69kV, 34,5kV e 13,8kV, com abrangência em todo o território brasileiro, conforme representado na Figura 65.

Figura 65 – Sistema original do ANAREDE.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Para a utilização do modelo adaptado no software *Power Factory*, foi necessário converter a representação do sistema do ANAREDE para a plataforma *Power Factory*. Tal conversão foi realizada a partir do desenvolvimento de uma ferramenta em *Python*, cujos códigos-fonte são apresentados no Apêndice A.

A ferramenta desenvolvida faz a leitura do arquivo PWF do ANAREDE para inicialmente selecionar as barras que serão representadas, com seus respectivos geradores e cargas, em seguida selecionar as linhas de transmissão, com seus respectivos transformadores, que fazem parte da rede interna delimitada pelas barras selecionadas. O resultado da ferramenta é um arquivo com todas as características elétricas do sistema selecionado para que este possa ser representado em qualquer software de simulação.

Para o presente estudo, por conta da limitação do número de barras permitidas para a licença acadêmica do software *Power Factory*, foram selecionadas 45 barras, que representam o estado do Ceará, partindo da barra de 230kV da Subestação Pecém II e representando até a sua quarta vizinhança. As características principais do sistema equivalente são:

- 10 barras com nível de tensão 500kV.
- 25 barras com nível de tensão 230kV.
- 1 barra com nível de tensão 69kV.
- 4 barras com nível de tensão 34,5kV.
- 1 barra com nível de tensão 13,8kV.
- 4 barras com nível de tensão 0,69kV.
- 52 linhas de transmissão.
- 26 transformadores.
- 4 usinas eólicas.
- 7 usinas com geradores síncronos convencionais.

O sistema reduzido é visualmente apresentado na Figura 66. É possível verificar que as subestações e linhas de transmissão representadas compreendem uma grande extensão do território cearense. Além disso, são contempladas algumas conexões com subestações de outros estados, como a subestação Teresina II no Piauí e a subestação Açu III no Rio Grande do Norte.

Com a utilização dos dados do deck da EPE para todas as barras, linhas de transmissão, transformadores e geradores do sistema reduzido, foram incluídos geradores síncronos nas barras de fronteira indicadas na Tabela 7, para representar o comportamento do sistema externo à região de estudo. A potência ativa e reativa de tais geradores foi igualada às injeções e absorções

Figura 66 – Sistema reduzido utilizado para o estudo.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

correspondentes da simulação com o sistema completo. Este modelo reduzido não preserva a potência de curto-circuito, nem utiliza equivalentes dinâmicos nas fronteiras da rede interna, de modo que este desenvolvimento fica sugerido como um trabalho futuro.

Tabela 7 – Barras de fronteira do sistema equivalente.

Número	Nome	Subestação
11565	AÇUIII-RN500	Açu III 500/230kV
521	MILAGR-CE500	Milagres 500/230/69kV
12912	TIANG2-CE230	Tianguá II 500/230kV
321	MASSAP-CE230	Massapê II 230kV
55790	TRAIRI-CE230	Trairi 230/34,5kV

Fonte: elaborado pelo autor (2021).

O sistema reduzido utilizado no estudo contempla as seguintes subestações e barras:

- Acaraú II 230/69kV (ACARA2-CE230/55412).
- Acaraú III 500/230kV (ACARA3-CE230/12907, ACARA3-CE500/12902).

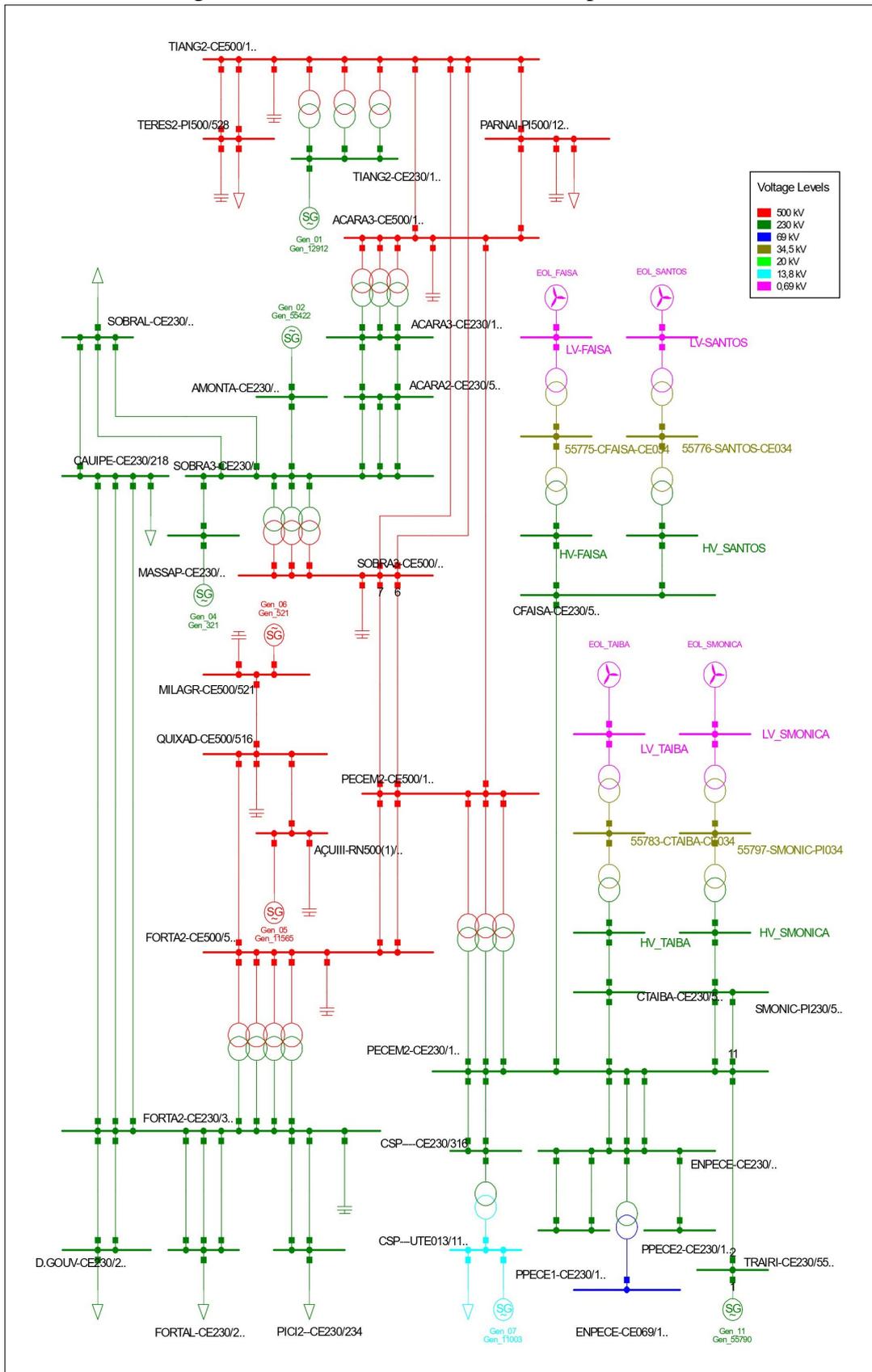
- Açú III 500/230kV (AÇUIII-RN500(1)/11565).
- Cauípe 230/69kV (CAUIPE-CE230/218).
- CSP 230/13,8kV (CSP—CE230/316, CSP—UTE013/11003).
- Delmiro Gouveia 230/69kV (D.GOUV-CE230/219).
- Energia Pecém 230kV (ENPECE-CE069/11013, ENPECE-CE230/511).
- Faísa 230/34,5kV (CFAISA-CE034/55775, CFAISA-CE230/55777, SANTOS-CE034/55776).
- Fortaleza 230/69kV (FORTAL-CE230/225).
- Fortaleza II 500/230kV (FORTA2-CE230/325, FORTA2-CE500/525).
- Icaraí 230/34,5kV (AMONTA-CE230/55422).
- Massapê II 230kV (MASSAP-CE230/321).
- Milagres 500/230/69kV (MILAGR-CE500/521).
- Pecém II 500/230kV (PECEM2-CE230/11225, PECEM2-CE500/11525).
- Pici II 230/69kV (PICI2–CE230/234).
- Quixadá 500kV (QUIXAD-CE500/516).
- Santa Mônica 230/34,5kV (SMONIC-PI034/55797, SMONIC-PI230/55798).
- Sobral II 230/69kV (SOBRAL-CE230/226).
- Sobral III 500/230kV (SOBRA3-CE230/326, SOBRA3-CE500/526).
- Taíba 230/34,5kV (CTAIBA-CE034/55783, CTAIBA-CE230/55784).
- Teresina II 500/230/69kV (TERES2-PI500/528).
- Tianguá II 500/230kV (TIANG2-CE230/12912).
- Trairi 230/34,5kV (TRAIRI-CE230/55790).

As usinas eólicas do sistema equivalente são:

- Complexo Eólico Faísa 136,5MW.
- Parque Eólico Embuaca 27,3MW.
- Complexo Eólico Taíba 56,7MW.
- Complexo Eólico Santa Mônica 97,3MW.
- Complexo Eólico Santos 64MW.

A representação do sistema no software Power Factory é apresentada na Figura 67.

Figura 67 – Sistema reduzido utilizado para o estudo.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

## 7.2 Determinação do caso estudado

Para a avaliação da inércia do sistema, foram testados diferentes casos possíveis de faltas a serem aplicadas, buscando obter a resposta mais crítica possível no que diz respeito à subfrequência.

Com os testes realizados, escolheu-se como caso de estudo a perda de toda a geração da Subestação Açú III, que é uma barra de fronteira do modelo reduzido, portanto sua geração é representada por um gerador síncrono equivalente.

A potência ativa de tal gerador, no momento da falta, é de 347,6MW, que representa 33,2% da potência ativa de todas as máquinas do sistema, sendo portanto, uma falta muito severa.

## 7.3 Resultados da simulação e discussão

Para avaliar o desempenho de um sistema real em uma condição de falta severa e verificar que a resposta do modelo dinâmico WECC adaptado é satisfatória em um sistema de grande porte, foi realizada uma simulação de transitório eletromecânico no sistema apresentado na Seção 7.1, considerando o caso apresentado na Seção 7.2. A simulação foi conduzida com as premissas apresentadas abaixo.

- A barra de referência, ou *slack*, considerada foi a da Subestação Milagres 500kV, por conta de sua maior proximidade às usinas Hidrelétricas de Paulo Afonso, para que estas possam suprir uma eventual necessidade de potência no Estado do Ceará.
- Todas as barras com geradores síncronos são do tipo PV, inclusive as barras de fronteira do sistema equivalente, nas quais foram adicionados geradores síncronos para representar a injeção equivalente na fronteira do sistema.

### 7.3.1 Condições iniciais - fluxo de carga

A partir das premissas estabelecidas, foi calculado um fluxo de carga para determinar as condições iniciais do sistema.

Observou-se que as tensões do sistema são equilibradas, com o maior valor sendo 1,049p.u., na barra de 500kV da Subestação Açú III, e o menor valor foi 0,984.u. na barra de 13,8kV da Subestação da Companhia Siderúrgica do Pecém (CSP).

O gerador da barra *slack*, que é responsável pelo equilíbrio do sistema ficou, ao final

do fluxo de carga, com potência ativa igual a  $387,5\text{MW}$  e potência reativa igual a  $-496,8\text{Mvar}$ . Os demais geradores síncronos também conseguem controlar as tensões de suas barras respectivas.

Os resultados do fluxo de carga para os geradores são apresentados na Tabela 8, para as linhas de transmissão na Tabela 9, e para os transformadores na Tabela 10.

Tabela 8 – Resultado do fluxo de carga para os geradores.

<i>Nome</i>	<i>Barra</i>	<i>Carregamento</i> [%]	<i>P</i> [MW]	<i>Q</i> [Mvar]	<i>cos φ</i>
<i>EOL FAISA</i>	<i>LV – FAISA</i>	65,15	130,3	-1,5	1
<i>EOL SANTOS</i>	<i>LV – SANTOS</i>	25,1	50,1	-3,2	1
<i>EOL SMONICA</i>	<i>LV SMONICA</i>	38,85	77,7	-0,4	1
<i>EOL TAIBA</i>	<i>LV TAIBA</i>	22,6	45,2	-0,3	1
<i>Gen 01</i>	<i>TIANG2 – CE230</i>	48,72	47	-85,362	0,48
<i>Gen 02</i>	<i>AMONTA – CE230</i>	55,97	110,8	15,896	0,99
<i>Gen 04</i>	<i>MASSAP – CE230</i>	60,09	164,6	-451,682	0,34
<i>Gen 05</i>	<i>AUIII – RN500</i>	70,43	347,6	56,451	0,99
<i>Gen 06</i>	<i>MILAGR – CE500</i>	63,01	387,534	-496,859	0,62
<i>Gen 07</i>	<i>CSP – – – UTE013</i>	59,59	218	-96,429	0,91
<i>Gen 11</i>	<i>TRAIRI – CE230</i>	73	90,1	-114,881	0,62

Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Tabela 9 – Resultado do fluxo de carga para as linhas de transmissão.

<i>de</i>	<i>para</i>	[%]	<i>P</i> [MW]	<i>Q</i> [Mvar]	<i>cos φ</i>
<i>HV SANTOS</i>	<i>CFAISA – CE230</i>	12,42	50,1	-3,839	1
<i>HV – FAISA</i>	<i>CFAISA – CE230</i>	33,15	130,3	-31,974	0,97
<i>HV TAIBA</i>	<i>CTAIBA – CE230</i>	11,17	45,2	-1,127	1
<i>HV SMONICA</i>	<i>SMONIC – PI230</i>	19,22	77,7	-4,485	1
<i>SOBRAL – CE230</i>	<i>CAUIPE – CE230</i>	75,32	597,326	-56,871	1
<i>SOBRAL – CE230</i>	<i>SOBRA3 – CE230</i>	49,22	-391,613	18,986	1
<i>FORTA2 – CE230</i>	<i>FORTAL – CE230</i>	25,86	102,434	7,169	1
<i>FORTA2 – CE230</i>	<i>FORTAL – CE230</i>	25,86	102,434	7,169	1
<i>FORTA2 – CE230</i>	<i>FORTAL – CE230</i>	25,86	102,434	7,169	1
<i>FORTA2 – CE230</i>	<i>PIC12 – – CE230</i>	46,33	177,536	48,157	0,97
<i>FORTA2 – CE230</i>	<i>PIC12 – – CE230</i>	46,33	177,536	48,157	0,97
<i>SOBRA3 – CE230</i>	<i>MASSAP – CE230</i>	60,58	-163,866	454,108	-0,34
<i>ENPECE – CE230</i>	<i>PECEM2 – CE230</i>	0	0	0	1

Continuação da Tabela 9

<i>de</i>	<i>para</i>	<i>Carregamento</i> [%]	<i>P</i> [MW]	<i>Q</i> [Mvar]	<i>cos φ</i>
<i>PECEM2 – CE230</i>	<i>ENPECE – CE230</i>	0	0	0	1
<i>PECEM2 – CE230</i>	<i>ENPECE – CE230</i>	0	0	0	1
<i>SOBRA3 – CE500</i>	<i>PECEM2 – CE500</i>	21,99	–196,351	–2,154	1
<i>SOBRAL – CE230</i>	<i>SOBRA3 – CE230</i>	49,22	–391,613	18,986	1
<i>SOBRA3 – CE500</i>	<i>PECEM2 – CE500</i>	21,99	–196,351	–2,154	1
<i>TERES2 – PI500</i>	<i>TIANG2 – CE500</i>	12,25	–12,6	–108,282	–0,12
<i>TERES2 – PI500</i>	<i>TIANG2 – CE500</i>	12,25	–12,6	–108,282	–0,12
<i>PPECE1 – CE230</i>	<i>ENPECE – CE230</i>	0	0	0	1
<i>PPECE1 – CE230</i>	<i>ENPECE – CE230</i>	0	0	0	1
<i>PPECE2 – CE230</i>	<i>ENPECE – CE230</i>	0	0	0	1
<i>PECEM2 – CE230</i>	<i>CFAISA – CE230</i>	45,45	–180,005	37,7	–0,98
<i>PECEM2 – CE230</i>	<i>CTAIBA – CE230</i>	11,17	–45,196	1,147	–1
<i>PECEM2 – CE230</i>	<i>TRAIRI – CE230</i>	36,29	–89,73	116,241	–0,61
<i>PECEM2 – CE500</i>	<i>FORTA2 – CE500</i>	30,61	–195,575	–190,945	–0,72
<i>CSP – – – – CE230</i>	<i>PECEM2 – CE230</i>	13,47	21,5	–50,077	0,39
<i>PECEM2 – CE500</i>	<i>FORTA2 – CE500</i>	30,61	–195,575	–190,945	–0,72
<i>PARNAI – PI500</i>	<i>ACARA3 – CE500</i>	16,3	–66,839	129,401	–0,46
<i>PARNAI – PI500</i>	<i>TIANG2 – CE500</i>	33,63	–269,361	133,096	–0,9
<i>ACARA3 – CE500</i>	<i>PECEM2 – CE500</i>	49,91	–433,734	–98,57	–0,98
<i>TIANG2 – CE500</i>	<i>SOBRA3 – CE500</i>	21,28	–178,674	–64,154	–0,94
<i>TIANG2 – CE500</i>	<i>SOBRA3 – CE500</i>	21,28	–178,674	–64,154	–0,94
<i>TIANG2 – CE500</i>	<i>ACARA3 – CE500</i>	14,19	109,681	63,247	0,87
<i>ACARA3 – CE230</i>	<i>ACARA2 – CE230</i>	75,6	238,266	191,254	0,78
<i>ACARA3 – CE230</i>	<i>ACARA2 – CE230</i>	75,6	238,266	191,254	0,78
<i>ACARA2 – CE230</i>	<i>SOBRA3 – CE230</i>	50,4	158,842	127,484	0,78
<i>PECEM2 – CE230</i>	<i>CSP – – – – CE230</i>	13,47	–21,499	50,08	–0,39
<i>ACARA2 – CE230</i>	<i>SOBRA3 – CE230</i>	50,4	158,842	127,484	0,78
<i>ACARA2 – CE230</i>	<i>SOBRA3 – CE230</i>	50,4	158,842	127,484	0,78
<i>AMONTA – CE230</i>	<i>SOBRA3 – CE230</i>	27,99	110,8	15,896	0,99
<i>SMONIC – PI230</i>	<i>PECEM2 – CE230</i>	9,61	38,85	–2,243	1

Continuação da Tabela 9

<i>de</i>	<i>para</i>	<i>Carregamento</i> [%]	<i>P</i> [MW]	<i>Q</i> [Mvar]	<i>cos φ</i>
<i>SMONIC – PI230</i>	<i>PECEM2 – CE230</i>	9,61	38,85	–2,243	1
<i>QUIXAD – CE500</i>	<i>FORTA2 – CE500</i>	44,96	734,271	339,194	0,91
<i>QUIXAD – CE500</i>	<i>MILAGR – CE500</i>	48,57	–387,074	202,75	–0,89
<i>QUIXAD – CE500</i>	<i>AUIII – RN500</i>	57,23	–347,197	–380,09	–0,67
<i>FORTA2 – CE230</i>	<i>CAUIPE – CE230</i>	44,46	–170,995	43,96	–0,97
<i>FORTA2 – CE230</i>	<i>CAUIPE – CE230</i>	44,46	–170,995	43,96	–0,97
<i>FORTA2 – CE230</i>	<i>CAUIPE – CE230</i>	44,46	–170,995	43,96	–0,97
<i>FORTA2 – CE230</i>	<i>D.GOUV – CE230</i>	25,07	96,406	24,849	0,97
<i>FORTA2 – CE230</i>	<i>D.GOUV – CE230</i>	25,07	96,406	24,849	0,97

Fonte: elaborado pelo autor (2021).

### 7.3.2 *Estudo de transitório eletromecânico*

Com as condições iniciais estabelecidas, aplicou-se a falta descrita na Seção 7.2, que consiste na perda de toda a geração da Subestação Açú III, com o objetivo de avaliar a estabilidade de frequência do sistema com a participação das usinas eólicas no controle de frequência e sem a participação das usinas eólicas no controle de frequência.

Esse estudo visa comprovar que os modelos genéricos WECC adaptados são capazes de atender os requisitos do código de rede brasileiro em um sistema de grande porte, e com mais de uma usina eólica participando. Além disso, buscou-se avaliar a estabilidade de frequência do sistema reduzido do SIN, representando o estado do Ceará e algumas de suas fronteiras.

Com a falta aplicada na subestação Açú III, tem-se uma perda considerável de geração no sistema, que o leva a uma situação transitória de subfrequência. Assim como estudado no capítulo 6, o sistema é considerado estável caso a frequência não fique abaixo de 58,5Hz por mais de 10 segundos, em atendimento aos requisitos de suportabilidade das usinas termelétricas dos procedimentos de rede do ONS (ONS, 2021) e de suportabilidade das cargas de acordo com o PRODIST da ANEEL (ANEEL, 2018).

Com as condições iniciais estabelecidas, conforme Seção 7.3.1, a falta foi aplicada no tempo  $T = 500ms$ .

Tabela 10 – Resultado do fluxo de carga para os transformadores.

<i>HV</i>	<i>LV</i>	[%]	<i>P</i> [MW]	<i>Q</i> [Mvar]	cos $\phi$
<i>HV SANTOS</i>	<i>SANTOS – CE034</i>	8,24	-50,1	3,839	1
<i>HV – FAISA</i>	<i>CFAISA – CE034</i>	22,01	-130,3	31,974	-0,97
<i>HV TAIBA</i>	<i>CTAIBA – CE034</i>	7,42	-45,2	1,127	1
<i>HV SMONICA</i>	<i>SMONIC – PI034</i>	12,76	-77,7	4,485	1
<i>FORTA2 – CE500</i>	<i>FORTA2 – CE230</i>	14,46	85,55	26,697	0,95
<i>FORTA2 – CE500</i>	<i>FORTA2 – CE230</i>	14,46	85,55	26,697	0,95
<i>PECEM2 – CE500</i>	<i>PECEM2 – CE230</i>	27,74	-145,195	91,533	-0,85
<i>PECEM2 – CE500</i>	<i>PECEM2 – CE230</i>	27,74	-145,195	91,533	-0,85
<i>ACARA3 – CE500</i>	<i>ACARA3 – CE230</i>	33,46	158,844	132,167	0,77
<i>ACARA3 – CE500</i>	<i>ACARA3 – CE230</i>	33,46	158,844	132,167	0,77
<i>ACARA3 – CE500</i>	<i>ACARA3 – CE230</i>	33,46	158,844	132,167	0,77
<i>TIANG2 – CE500</i>	<i>TIANG2 – CE230</i>	5,29	-15,667	28,716	-0,48
<i>TIANG2 – CE500</i>	<i>TIANG2 – CE230</i>	5,29	-15,667	28,716	-0,48
<i>TIANG2 – CE500</i>	<i>TIANG2 – CE230</i>	5,29	-15,667	28,716	-0,48
<i>FORTA2 – CE500</i>	<i>FORTA2 – CE230</i>	14,46	85,55	26,697	0,95
<i>FORTA2 – CE500</i>	<i>FORTA2 – CE230</i>	14,46	85,55	26,697	0,95
<i>SOBRA3 – CE500</i>	<i>SOBRA3 – CE230</i>	2,67	11,771	11,591	0,71
<i>SOBRA3 – CE500</i>	<i>SOBRA3 – CE230</i>	2,67	11,771	11,591	0,71
<i>SOBRA3 – CE500</i>	<i>SOBRA3 – CE230</i>	2,67	11,771	11,591	0,71
<i>CSP – – – CE230</i>	<i>CSP – – – UTE013</i>	17,88	-43	100,155	-0,39
<i>ENPECE – CE230</i>	<i>ENPECE – CE069</i>	0	0	0	1
<i>PECEM2 – CE500</i>	<i>PECEM2 – CE230</i>	27,74	-145,195	91,533	-0,85
<i>CTAIBA – CE034</i>	<i>LV TAIBA</i>	22,25	-45,2	0,506	1
<i>SMONIC – PI034</i>	<i>LV SMONICA</i>	38,29	-77,7	0,606	1
<i>SANTOS – CE034</i>	<i>LV – SANTOS</i>	24,73	-50,1	3,406	1
<i>CFAISA – CE034</i>	<i>LV – FAISA</i>	66,03	-130,3	1,694	1

Fonte: elaborado pelo autor (2021).

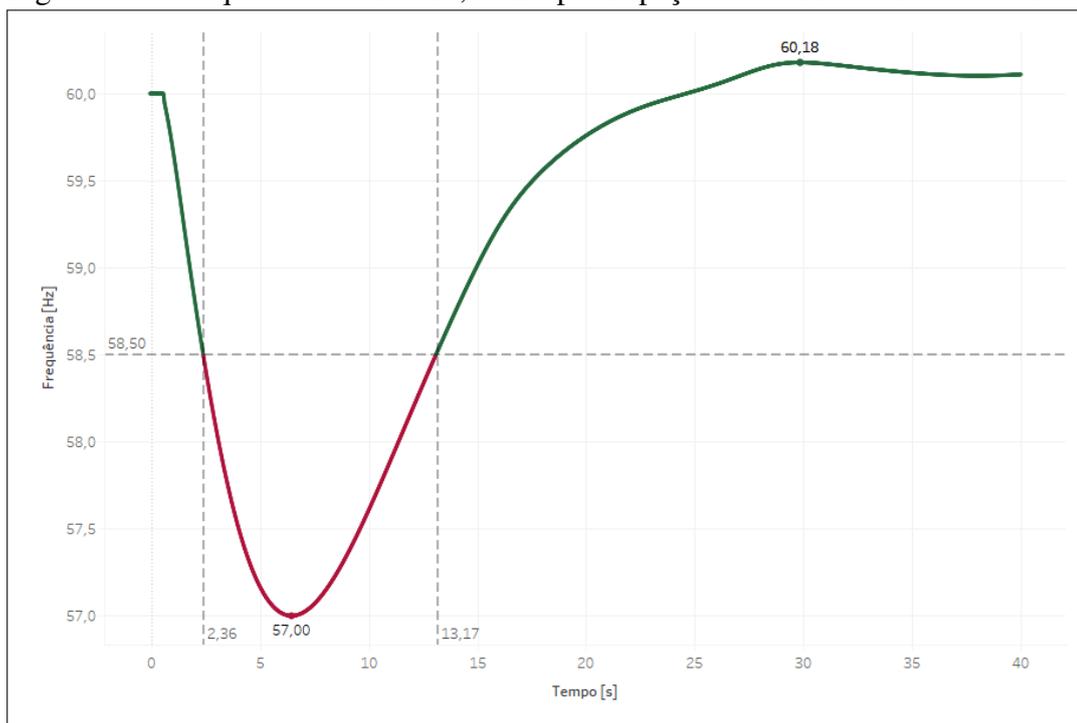
### 7.3.2.1 Sem participação das usinas eólicas no controle de frequência

No primeiro momento, a resposta do sistema é analisada sem a participação das usinas eólicas no controle frequência. A Figura 68 apresenta o comportamento da frequência do sistema no transitório.

Pode-se verificar que o valor mínimo atingido foi de  $57Hz$ . A frequência foi estabilizada em  $60,18Hz$  após o transitório, porém o tempo que esta permanece abaixo de  $58,5Hz$ , destacado em vermelho, é de  $10,81s$ , o que supera o limite de  $10s$  estabelecido.

A superação de tal limite implica na violação da restrição de frequência do sistema em estudo, que poderá levar à aplicação de medidas emergenciais para restabelecimento da frequência, como o uso do esquema ERAC (Esquema Regional de Alívio de Carga), o qual se não suficiente poderá desencadear um desligamento em cascata de usinas de geração. Vale

Figura 68 – Frequência do sistema, sem a participação das usinas eólicas no controle.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

ressaltar que o período de recuperação das usinas eólicas deve ser cuidadosamente observado, para que a redução da potência injetada na rede pela usina durante o processo de recuperação não contribua para um prolongamento acentuado na condição de desvio de frequência.

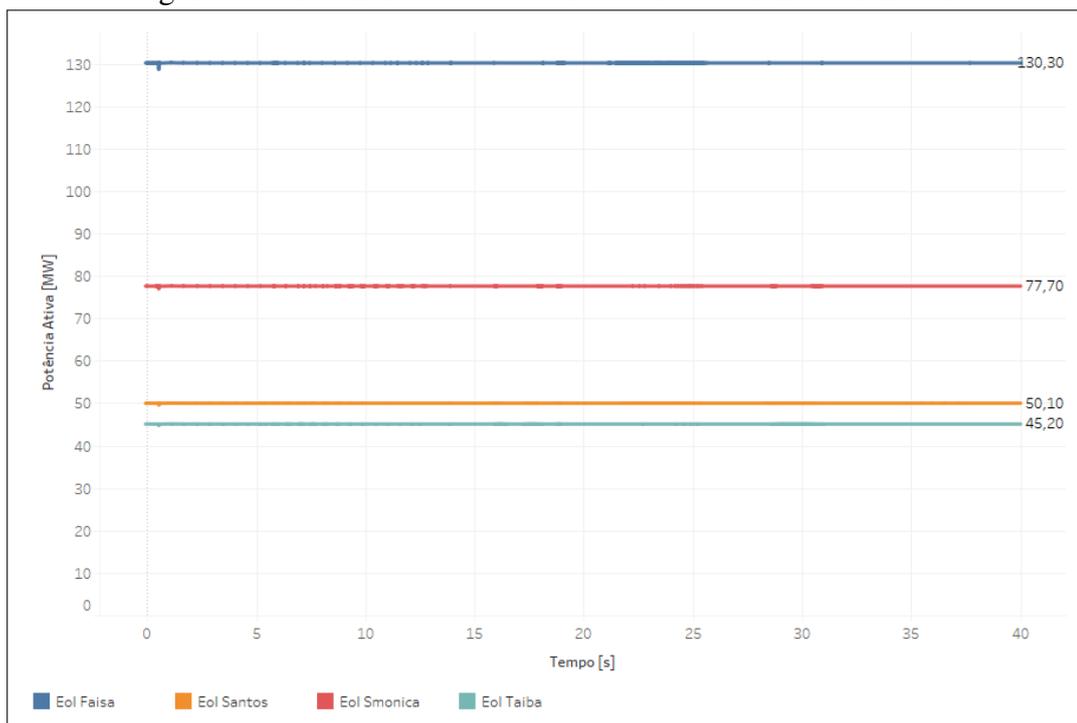
A potência das usinas eólicas é apresentada na Figura 69. Pode-se verificar que por conta da não participação no controle, esta permanece praticamente inalterada com as variações de frequência sofridas pelo sistema.

A potência ativa dos geradores convencionais do sistema é apresentada na Figura 70. Pode-se verificar que estes respondem no momento da falta, por conta de sua inércia natural e participação no controle de frequência. Entretanto, tal resposta não é suficiente para garantir a estabilidade do sistema para o caso estudado, como pode ser verificado na Figura 68.

A Figura 71 apresenta o comportamento das tensões do sistema com a aplicação da falta. Pode-se verificar que o menor valor de tensão atingido durante o transitório foi de  $0,97 p.u.$ , na barra de  $34,5 kV$  da Subestação Faísa, o que não representa uma situação crítica para o sistema, do ponto de vista de tensão. Todas as barras do sistema sofrem um afundamento que dura aproximadamente  $1,83 s$ . Em seguida, as tensões do sistema são estabilizadas.

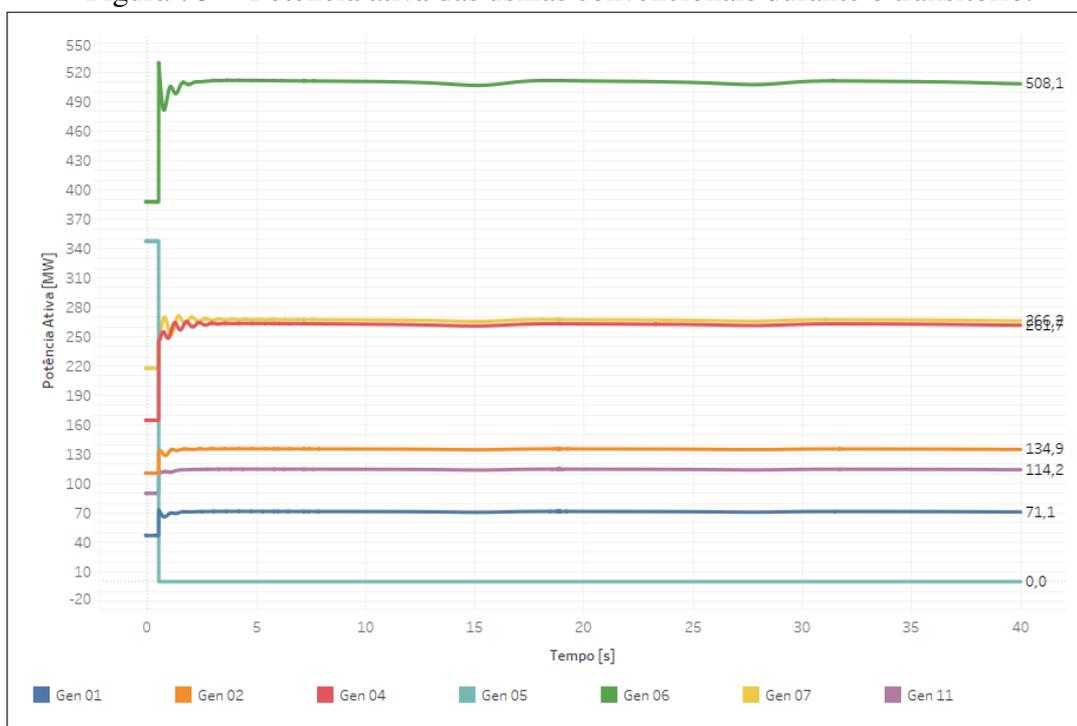
Pode-se verificar, portanto, que para o caso estudado, sem a participação das usinas eólicas no controle de frequência, o sistema é instável com relação à frequência.

Figura 69 – Potência ativa das usinas eólicas durante o transitório.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Figura 70 – Potência ativa das usinas convencionais durante o transitório.

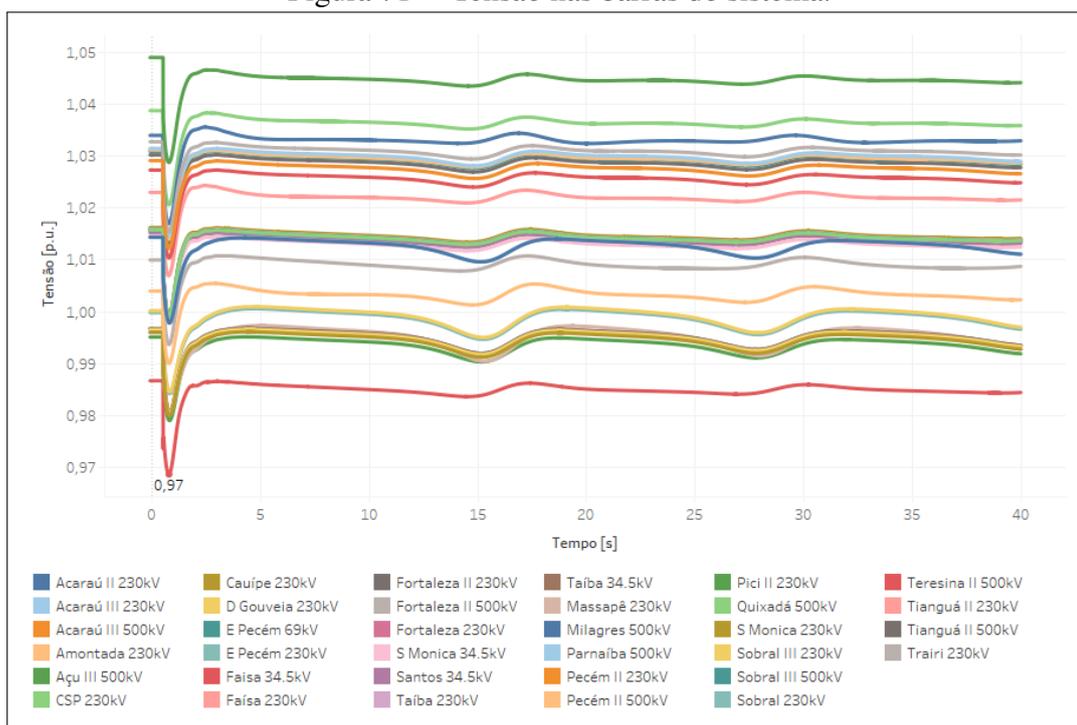


Fonte: elaborado pelo autor (2021).

### 7.3.2.2 Com participação das usinas eólicas no controle de frequência

O comportamento do sistema foi analisado com a participação das usinas eólicas no controle de frequência. A Figura 72 apresenta o comportamento da frequência do sistema no

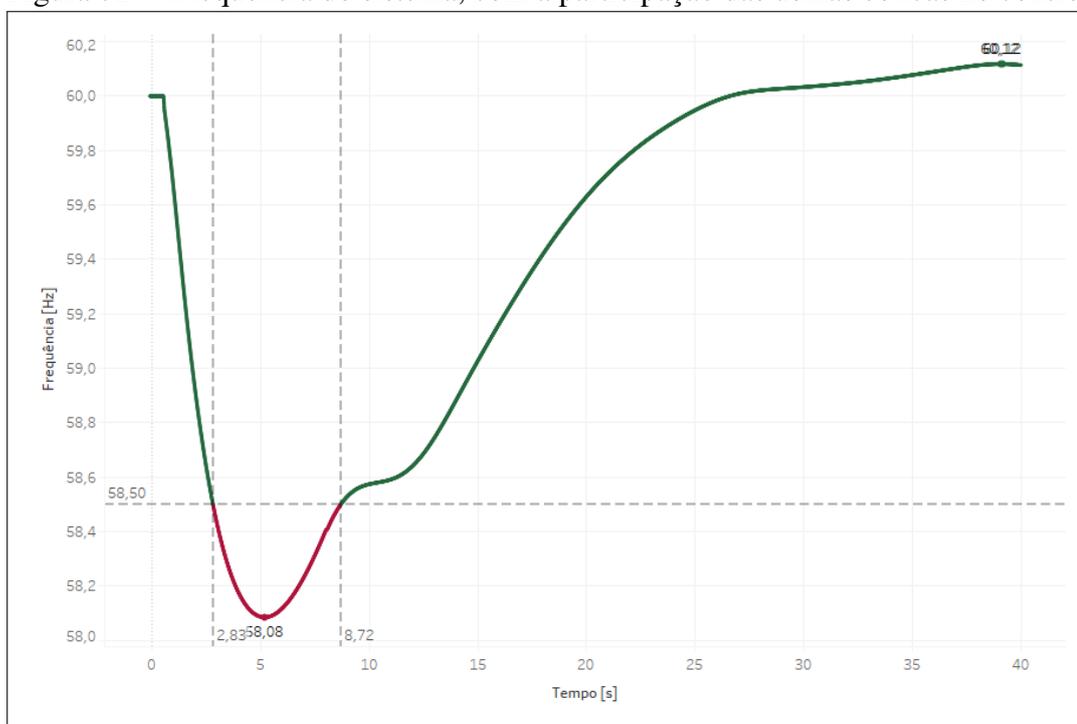
Figura 71 – Tensão nas barras do sistema.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

transitório, para este caso.

Figura 72 – Frequência do sistema, com a participação das usinas eólicas no controle.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

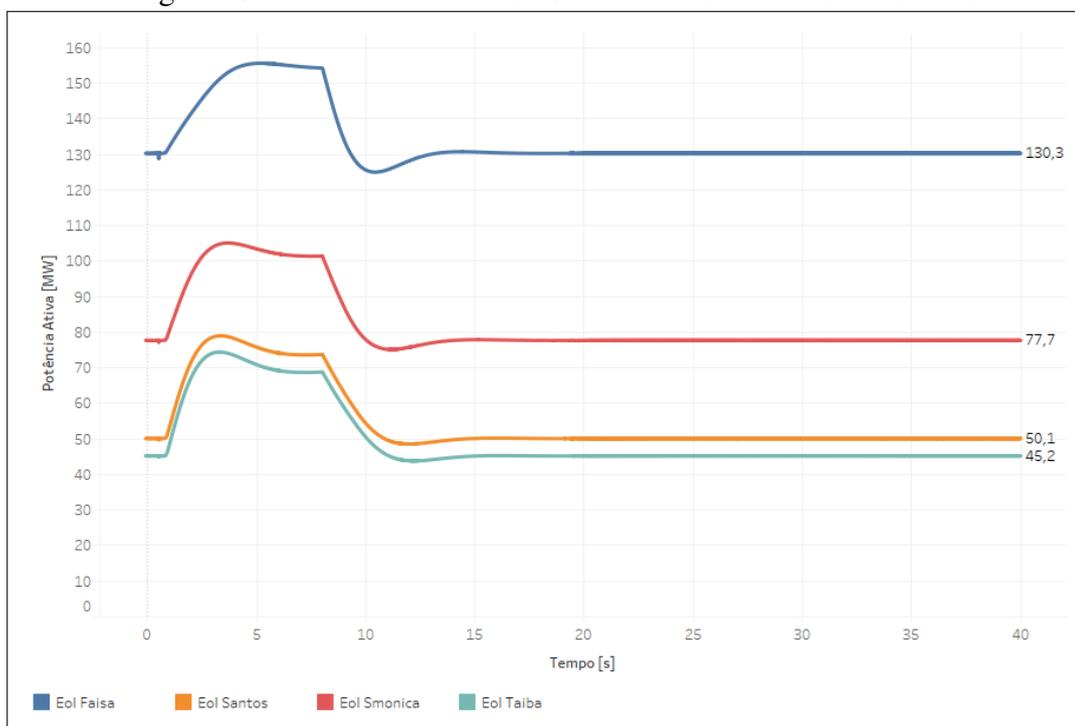
Pode-se verificar que o valor mínimo atingido foi de  $58,08\text{Hz}$ . A frequência foi

estabilizada em  $60,12\text{Hz}$  após o transitório, e para este caso o tempo em que esta permanece abaixo de  $58,5\text{Hz}$ , destacado em vermelho, é de  $5,89\text{s}$ , o que não supera o limite de  $10\text{s}$  estabelecido.

Verifica-se, portanto, que a participação das usinas eólicas no controle de frequência para este caso é fundamental para manter a estabilidade do sistema, de modo a evitar desconexões de usinas e cargas, de acordo com os limites estabelecidos nos procedimentos de rede do ONS e do PRODIST da ANEEL.

A potência ativa das usinas eólicas é apresentada na Figura 73. Pode-se verificar que estas respondem de acordo com o que é requisitado nos procedimentos de rede do ONS, injetando uma potência ativa suplementar de  $10\%$  de sua capacidade nominal durante o transitório por um período mínimo de  $5\text{s}$ . Em seguida, há um pequeno período de recuperação, em que a potência ativa injetada pelas usinas é inferior à potência de antes da falta, o que corresponde ao período de recuperação da energia extraída do rotor para a injeção da potência suplementar.

Figura 73 – Potência ativa das usinas eólicas durante o transitório.

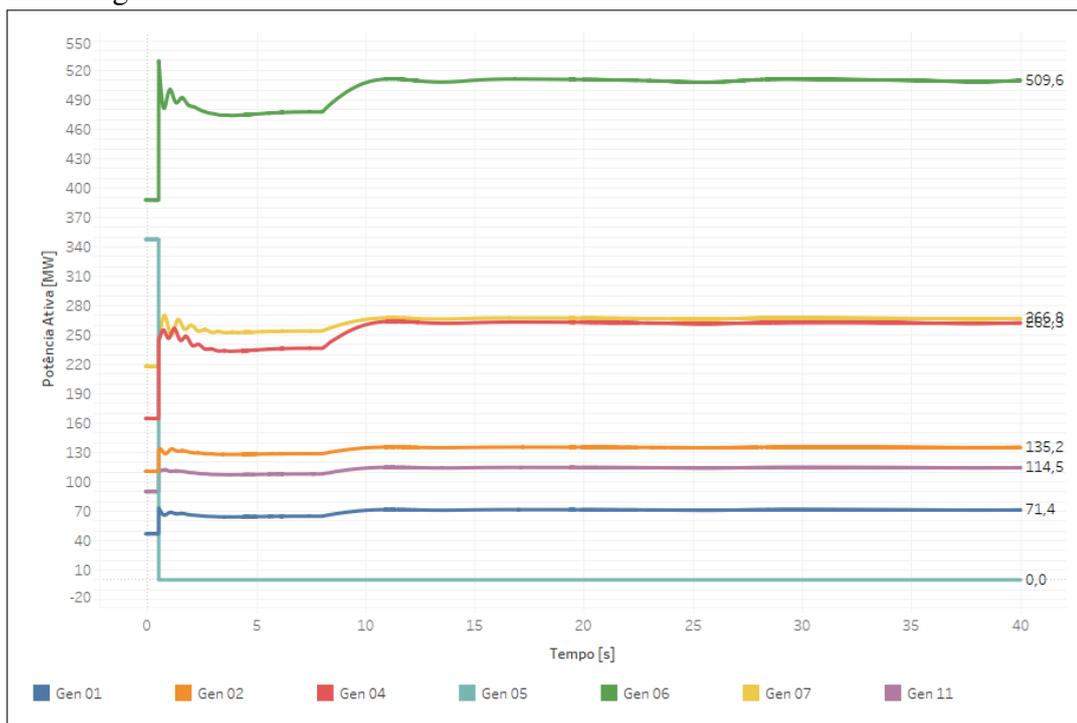


Fonte: elaborado pelo autor (2021).

A potência ativa dos geradores convencionais do sistema é apresentada na Figura 74.

A Figura 75 apresenta o comportamento das tensões do sistema para este caso. Pode-se verificar que o comportamento das tensões é similar ao de quando não há participação das usinas eólicas no controle de frequência, e não há variações que saiam da faixa de operação

Figura 74 – Potência ativa das usinas convencionais durante o transitório.

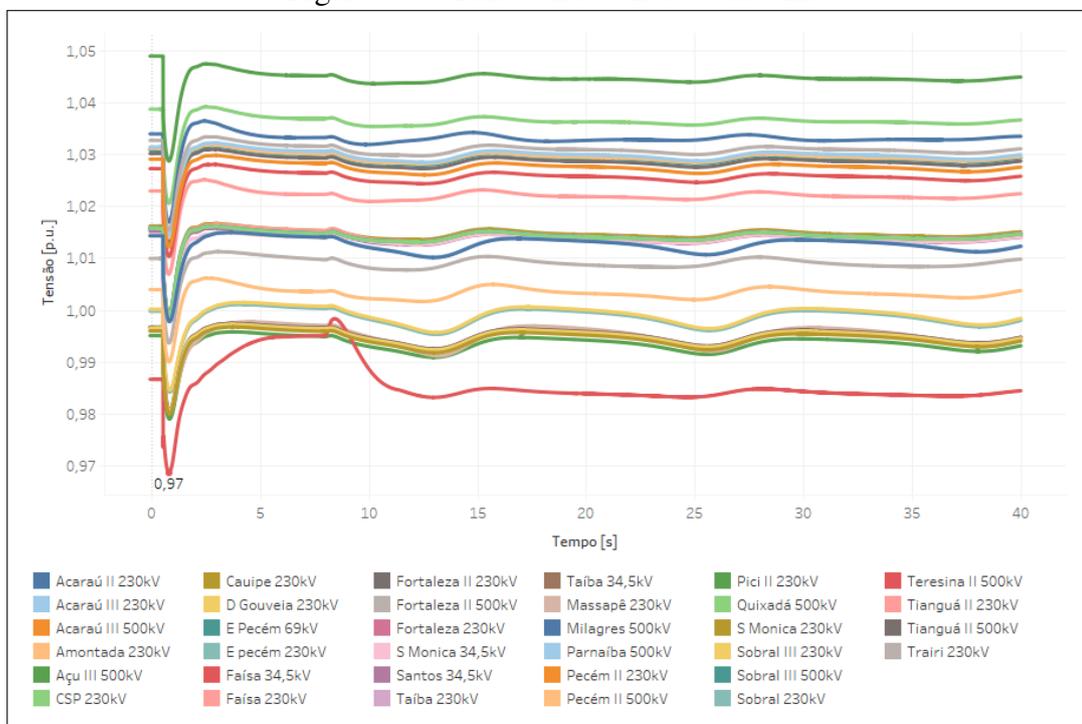


Fonte: elaborado pelo autor (2021).

normal do sistema, conforme estabelecido nos procedimentos de rede do ONS. O valor mínimo atingido também foi de  $0,97 p.u.$  na barra de  $34,5 kV$  da Subestação Faísa. Esta mesma barra apresenta o comportamento diferente do que o observado na simulação anterior, pois após o afundamento, a tensão sobe inicialmente até descer novamente e estabilizar em um valor próximo ao que estava antes da falta. Mas como mencionado anteriormente, este comportamento ocorre totalmente dentro da faixa de operação normal para o nível de tensão.

As simulações aqui realizadas confirmam que o modelo WECC adaptado atende os requisitos do código de rede brasileiro para estudos de transitórios eletromecânicos em sistemas de grande porte, pois este foi capaz de representar de maneira satisfatória o comportamento das usinas eólicas em função de cada cenário de falta simulado.

Figura 75 – Tensão nas barras do sistema.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

## 8 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho apresentou uma adaptação dos modelos dinâmicos de aerogeradores WECC, para atender os requisitos de transitórios eletromecânicos do código de rede brasileiro. A adaptação consistiu em incluir uma limitação superior no ganho  $D_{up}$  e incluir um bloco *UpDroopTimer* no bloco *REPC\_A*, para que a resposta da usina eólica seja compatível aos requisitos do ONS. Os modelos foram testados através de estudos de estabilidade de um sistema elétrico de potência com dois geradores convencionais e uma usina eólica.

Foi feita uma explicação dos estudos de transitórios eletromecânicos, destacando os requisitos de suportabilidade a oscilações de tensão, resposta a eventos de sobrefrequência e inércia sintética das usinas eólicas, em atendimento aos requisitos do código de rede brasileiro. Além disso, o controle de frequência foi descrito em todas as suas etapas para os sistemas elétricos de potência.

Foram apresentados os tipos de aerogeradores existentes, bem como a modelagem de todos os seus sistemas físicos, apresentados as equações que são a base dos modelos dinâmicos desenvolvidos. Em seguida, foi feita uma comparação entre os modelos dinâmicos de aerogeradores desenvolvidos por WECC e os modelos dinâmicos desenvolvidos por IEC. Verificou-se que os modelos são bem similares, porém o modelo WECC possui uma maior versatilidade para a referência de controle de potência ativa, enquanto que o IEC é comandado apenas pelo erro de velocidade angular. Por outro lado, no modelo IEC, o sistema de reestabelecimento pós afundamentos de tensão pode controlar a taxa de variação e o valor do torque de saída de forma mais precisa. Por fim, o modelo IEC possui a versatilidade de limitação de potência reativa dinâmica, em função da tensão e potência ativa do sistema, enquanto no modelo WECC, essa limitação é estática.

Além disso, foi feita uma comparação entre os requisitos dos códigos de rede do Brasil e de alguns países Europeus. Pode-se observar que considerando valores normalizados de frequência, o Brasil é o país mais exigente para que as usinas eólicas permaneçam conectadas em eventos de sobrefrequência, porém é menos exigente que a Alemanha e o Reino Unido em termos de conexão das usinas eólicas em eventos de subfrequência. Com relação à suportabilidade a oscilações de tensão, o Brasil é o país menos exigente, dentre os analisados, para afundamentos de tensão entre  $0,55p.u.$  e  $0,84p.u.$ , porém, é o país mais exigente na faixa entre  $0,85p.u.$  e  $0,89p.u.$ .

Foram testados casos de falta para avaliação da suportabilidade a oscilações de

tensão, resposta a eventos de sobrefrequência e inércia sintética da usina eólica em um sistema reduzido.

As simulações demonstraram que o modelo WECC adaptado consegue reproduzir satisfatoriamente o comportamento da usina eólica para os casos estudados, e atender os requisitos do código de rede brasileiro. Para a validação completa do modelo, e posterior utilização em estudos de estabilidade no Sistema Interligado Nacional, faz-se necessário uma comparação de sua resposta com valores medidos em testes com aerogeradores reais, ou com resultados de simulação de modelos mais detalhados, certificados e validados.

Com relação à suportabilidade às oscilações de tensão, o modelo adaptado conseguiu permanecer conectado pelo tempo estipulado nos procedimentos de rede do ONS para os valores de tensão observados. Dessa forma, foi possível reproduzir de forma satisfatória o comportamento de uma usina eólica real para os casos estudados.

Para os casos de sobrefrequência, o modelo foi capaz de gerar uma resposta proporcional a partir de  $60,2\text{Hz}$ , a uma taxa de redução de potência ativa de  $3\%/0,1\text{Hz}$ , também conforme especificado nos procedimentos de rede do ONS.

Com relação à inércia sintética, foram estudados casos com a usina eólica participando do controle de frequência e com a usina eólica não participando do controle de frequência.

Para os casos em que a usina eólica não atua no controle de frequência, o sistema não consegue suportar a perturbação gerada no estudo, e a frequência permaneceu abaixo dos limites operacionais das usinas térmicas por um período maior que o permitido no código de rede brasileiro, podendo levar ao desligamento dessas usinas, e conseqüentemente à perda de estabilidade do sistema. Quando é adicionada uma inércia sintética à usina eólica, de modo que esta possa participar no controle de frequência, a aplicação da perturbação mantém o sistema dentro dos parâmetros operacionais, de modo que o sistema mantém a estabilidade e não há riscos de desligamento de usinas por violação das restrições operativas. O modelo dinâmico WECC adaptado demonstrou um resultado satisfatório na participação no controle de frequência, em atendimento ao código de rede brasileiro.

Para o sistema teste analisado, a participação da usina eólica era de  $15,87\%$  em capacidade instalada. Verificou-se que sem a participação dessa parcela de geração no controle de frequência, o sistema seria instável para a perturbação considerada.

Com a verificação da resposta do modelo no sistema reduzido, foram feitas simulações em um sistema de grande porte, que foi obtido a partir de uma redução da modelagem

do Sistema Interligado Nacional (SIN) para o Anarede. Foi desenvolvida uma ferramenta em *Python* que é capaz de ler o arquivo do Anarede e selecionar os parâmetros de um subsistema especificado, para que este possa ser reproduzido em outro software de simulação.

O subsistema utilizado na simulação foi referente ao estado do Ceará. Verificou-se que para uma falta que desligasse de forma súbita toda a geração da subestação Açú III, poderia haver uma instabilidade de frequência, por conta do não atendimento aos limites dos procedimentos de rede do ONS e do PRODIST da ANEEL. Com as usinas eólicas do estado do Ceará participando do controle de frequência, o sistema passa a ser estável para a falta aplicada.

Verificou-se que o modelo WECC adaptado das usinas eólicas consegue reproduzir satisfatoriamente a resposta de inércia sintética no sistema real, com muitas usinas participando de tal controle.

A contribuição principal desse artigo está na adaptação dos modelos dinâmicos de aerogeradores WECC para atendimento ao código de rede brasileiro, com respeito à suportabilidade a oscilações de tensão, resposta em sobrefrequência e inércia sintética, e na demonstração de que, por conta da grande participação de usinas eólicas esperada nos sistemas de potência modernos, estas deverão ter uma inércia sintética implementada, para atuar no controle de frequência e manter o sistema em condições seguras de operação, evitando assim o colapso em caso de perturbações severas.

## 8.1 Trabalhos futuros

Com o modelo dinâmico WECC adaptado para atendimento aos requisitos do código de rede brasileiro, uma ferramenta desenvolvida para a obtenção de redes reduzidas do sistema interligado nacional a partir dos decks de simulação de fluxo de carga disponibilizados pelo ONS e EPE, e uma rede reduzida do SIN contemplando o estado do Ceará, pode-se pensar nos seguintes trabalhos futuros, como continuação da pesquisa:

- Determinação de novos casos de estudo no sistema do Ceará, para avaliação da estabilidade de frequência em diferentes condições;
- Determinação de novos casos de estudo para avaliação de variações de tensão e resposta a sobrefrequência no sistema do Ceará;
- Aprimoramento da ferramenta desenvolvida em *Python* para que esta seja capaz de obter equivalentes dinâmicos na fronteira da rede interna, e preservar a potência de curto-circuito.

- Desenvolvimento de modelos dinâmicos dos geradores convencionais a partir dos modelos de ANATEM do ONS e EPE, para complementar o sistema.
- Melhora da representação do período de recuperação na inércia sintética do modelo WECC adaptado, para representar
- Desenvolvimento do modelo WECC adaptado na plataforma ANATEM para simulação com a rede do SIN completa.

## REFERÊNCIAS

- ABEEÓLICA. **Boletim Anual de Geração Eólica**. 2020.
- ABOFARD, A.; MAHMOUD, E.; ZIEDAN, H. Advanced protection schemes for dfig based wind turbines during the grid faults. **2016 International Conference on System Reliability and Science (ICSRS)**, p. 33–41, 2016.
- ANEEL, A. N. de E. E. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica**. 2018.
- ATTYA, A.; DOMINGUEZ-GARCIA, J.; ANAYA-LARA, O. A review on frequency support provision by wind power plants: Current and future challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 2071–2087, 2018.
- BEHNKE, M.; ELLIS, A.; KAZACHKOV, Y.; MCCOY, T.; MULJADI, E.; PRICE, W.; SANCHEZ-GASCA, J. Development and validation of wecc variable speed wind turbine dynamic models for grid integration studies. **AWEA WindPower Conference**, 2007.
- BETZ, A. **Wind Energy and its Exploitation by Windmills**. [S.l.]: Gottingen: Van-den-hoeck und Ruprecht, 1926.
- CHAMORRO, H.; RIAÑO, I.; GERNDT, R.; ZELINKA, I. Synthetic inertia control based on fuzzy adaptive differential evolution. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 10, p. 803–813, 2019.
- COMMISSION, I. E. **IEC 61400-27-1: electrical simulation models for wind power generation – wind turbines**. 2015.
- CRENSHAW, M.; BOLLINGER, K.; BYERLY, R.; CRESAP, R.; EILTS, L.; EYRE, D.; KEAY, F.; KUNDUR, P.; LARSEN, E.; LEE, D.; LUINI, J.; PILLOTE, R.; P.L., D. Excitation system models for power stability studies. 2 1981.
- DIGSILENT. **Template Documentation WECC Wind Turbine Generator Models**. 2018.
- ENTSOE. **European Network of Transmission System Operators for Electricity Future System Inertia Report**. 2018.
- EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. 2021. 453 p.
- ERIKSSON, R.; MODIG, N.; ELKINGTON, K. Synthetic inertia versus fast frequency response: a definition. **IET Renewable Power Generation**, v. 12, p. 507–514, 2018.
- FERNÁNDEZ-GUILLAMÓN, A.; GÓMEZ-LÁZARO, E.; MULJADI, E.; MOLINA-GARCÍA, A. Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 115, 2019.
- GARCÍA-GRACIA, M.; COMECH, M. P.; SALLÁN, J.; LLOMBART, A. Modelling wind farms for grid disturbance studies. **Renewable Energy**, v. 33, n. 9, p. 2109–2121, 2008. ISSN 0960-1481.
- GLAUERT, H. **Windmills and fans**. [S.l.]: Aerodynamic theory, 1935.

GOKSU, O.; SORENSEN, P.; MORALES, A. Compatibility of iec 61400-27-1 ed 1 and wecc 2nd generation wind turbine models. **15th Wind Integration Workshop**, 2016.

GWEC. **Global Wind Report 2021**. 2021.

HAN, X.; ZHANG, H. Power system electromagnetic transient and electromechanical transiente hybrid simulation based on pscad. **IEEE. Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)**, p. 210–215, 2015.

HANSEN, A. D.; DAS, K.; SØRENSEN, P.; SINGH, P.; GAVRILOVIC, A. European and indian grid codes for utility scale hybrid power plants. **Energies**, v. 14, n. 14, 2021. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/14/14/4335>>.

HANSEN, A. D.; SØRENSEN, P. E.; ZENI, L.; ALTIN, M. **Frequency control modelling - basics**. 2016.

HASHMI, M. U. **Design and Development of UPF Rectifier in a Microgrid Environment**. Tese (Doutorado), 07 2012.

HINCAPIÉ, S.; CASTRILLON, N. J.; GONZÁLEZ, J. C. Study of the implementation of synthetic inertia in wind turbines and its impact in the colombian. **2018 IEEE PES Transmission Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T D-LA)**, p. 1–5, 2018.

IEEE. **Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies**. 1973.

IEEE, P. S. D. P. C. **Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies**. 2013.

KANG, M.; KIM, K.; MULJADI, E. Frequency control support of a doubly-fed induction generator based on the torque limit. **IEEE Trans Power Syst**, v. 31, p. 4575–4583, 2016.

KANG, M.; LEE, J.; HUR, K. Stepwise inertial control of a doubly-fed induction generator to prevent a second frequency dip. **J Electr Eng Technol**, v. 10, p. 2221–2227, 2015.

KEUNG, P.; LI, P.; BANAKAR, H. Kinetic energy of windturbine generators for system frequency support. **IEEE Trans Power Syst**, v. 24, p. 279–287, 2009.

KRAUSE, P.; WASYNCZUK, O.; SUDHOFF, S.; PEKAREK, S. **Analysis of Electric Machinery and Drive Systems**. [S.l.]: John Wiley and Sons, 2013. v. 3.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994.

KUO, B. **Automatic control systems**. [S.l.]: Prentice Hall, 1995.

LI, Y.; YUAN, X.; LI, J.; XIAO, H.; XU, Z.; DU, Z. Novel grid-forming control of pmsg-based wind turbine for integrating weak ac grid without sacrificing maximum power point tracking. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 15, p. 1613–1625, 2021.

LORENZO-BONACHE, A.; HONRUBIA-ESCRIBANO, A.; FORTMANN, J.; GÓMEZ-LÁZARO, E. Generic type 3 wt models: comparison between iec and wecc approaches. **IET Renewable Power Generation**, v. 13, 2019.

LORENZO-BONACHE, A.; HONRUBIA-ESCRIBANO, A.; JIMENEZ-BUENDÍA, F.; GÓMEZ-LÁZARO, E. Field validation of generic type 4 wind turbine models based on iec and wecc guidelines. **IEEE transactions on energy conversion**, v. 34, n. 2, p. 933–941, 2019.

- MANDAL, R.; CHATTERJEE, K. Virtual inertia emulation and rocof control of a microgrid with high renewable power penetration. **Electric Power Systems Research**, v. 194, p. 107093, 2021. ISSN 0378-7796.
- MANWELL, J.; MCGOWAN, J. **Wind energy explained: theory, design and application**. [S.l.]: Wiley Chichester, 2003.
- MANWELL, J.; MCGOWAN, J. **Wind energy explained: theory, design and application**. [S.l.]: Wiley Chichester, 2003.
- MOTTA, R.; DOTTA, D.; WILCHES-BERNAL, F. Development and assessment of second generation wtg models in an open source platform. **Energy Systems**, 2019.
- MULJADI, E.; ELLIS, A. Validation of wind power plant models. **IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**, p. 1–7, 2008.
- ONS. **Submódulo 2.10, Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**. 2017.
- ONS. **Submódulo 2.10, Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**. 2021.
- POURBEIK, P. **Specification of the Second Generation Generic Models for Wind Turbine Generators**. 2013.
- POURBEIK, P. **Model user guide for generic renewable energy system models**. 2015.
- REN21. **Renewables 2020 Global Status Report**. 2020.
- REZKALLA, M.; PERTL, M.; MARINELLI, M. Electric power system inertia: requirements, challenges and solutions. **Electrical Engineering**, v. 100, p. 2677–2693, 2018.
- RUTTLEDGE, L.; FLYNN, D. Emulated inertial response from wind turbines: gain scheduling and resource co-ordination. **IEEE Trans Power Syst**, v. 31, p. 3747–3755, 2015.
- SANTOSO, M. S. S. **Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants**. [S.l.]: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2008.
- SHETYE, K. S.; OVERBYE, T. J.; MOHAPATRA, S.; XU, R.; GRONQUIST, J. F.; DOERN, T. L. Systematic determination of discrepancies across transient stability software packages. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 1, p. 432–441, 2016.
- SILVA, S. R. **UFMG - Curso de Especialização em Energia Eólica, “Tecnologia em Aerogeradores” - Apostila**. 2013.
- SOONEE, S.; JOSHI, M.; REHMAN, S.; PALCHAK, D.; SAXENA, S.; NARASIMHAN, S. Ramping up the ramping capability india’s power system transition. 09 2020.
- SOURKOUNIS, C.; TOUROU, P. Grid code requirements for wind power integration in europe. **Conference Papers in Science**, v. 2013, 2013.
- TENG, F.; STRBAC, G. Assessment of the role and value of frequency response support from wind plants. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 7, p. 586 – 595, 2016.

TIELENS, P.; VAN-HERTEM, D. Grid inertia and frequency control in power systems with high penetration of renewables. **Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering**, 2012.

ULLAH, N.; THIRINGER, T.; FORTMANN, J.; KARLSSON, D. Temporary primary frequency control support by variable speed wind turbines—potential and applications. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, v. 23, n. 2, 2008.

VYVER, J.; KOONING, J. D. M.; MEERSMAN, B.; VANDEVELDE, L.; VANDOORN, T. L. Droop control as an alternative inertial response strategy for the synthetic inertia on wind turbines. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 2, p. 1129–1138, 2016.

WANG, Y.; MENG, J.; ZHANG, X. Control of pmsg-based wind turbines for system inertial response and power oscillation damping. **IEEE Trans Sustain Energy**, v. 6, p. 565–574, 2015.

WECC. **WECC second generation of wind turbine models**. 2014.

WILCHES-BERNAL, F. **Applications of wind generation for power system frequency control. Inter-area oscillations damping and parameter identification**. Tese (Doutorado) — Rensselaer Polytechnic Institute, 2015.

WU, Z.; GAO, W.; GAO, T. State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems. **J. Mod. Power Syst. Clean Energy**, v. 6, p. 1–16, 2018.

WU, Z.; GAO, W.; WANG, J. A coordinated primary frequency regulation from permanent magnet synchronous wind turbine generation. **IEEE symposium on power electronics and machines in wind applications**, p. 1–8, 2012.

ZHU, Y.; LIU, S.; WANG, W. Comprehensive coordinated control strategy of pmsg-based wind turbine for system inertia support. **IET Renewable Generation**, v. 15, p. 1915–1926, 2021.

## APÊNDICE A – CÓDIGOS-FONTES UTILIZADOS PARA OBTENÇÃO DO SISTEMA EQUIVALENTE

### Código-fonte 1 – Seleciona n barras vizinhas

```
1 import pandas as pd
2 import numpy as np
3
4 dbar = pd.read_csv('DBAR.csv')
5 dlin = pd.read_csv('DLIN.csv')
6
7 n = 100
8 barra_busca = 'OPECEM2-CE230'
9
10 barras = dbar[dbar['nome']==barra_busca]
11 nivel = 0
12 barras['nivel']=nivel
13
14 while len(barras) < n:
15     num_barras = barras['num']
16     num_barras = num_barras.to_numpy()
17     nivel += 1
18
19     filtro_dlin = dlin[dlin.de.isin(num_barras) | dlin.para
20         .isin(num_barras)]
21
22     num_barras_vizinhas = np.concatenate((filtro_dlin['de '
23         ].unique(), filtro_dlin['para'].unique()))
24     df = pd.DataFrame(data=num_barras_vizinhas)
25     df = df[~(df.iloc[:,0].isin(num_barras))]
26     num_barras_vizinhas = df.to_numpy()
```

```

26     barras_vizinhas = dbar[dbar.num.isin(
           num_barras_vizinhas[:,0])]
27     barras_vizinhas['nivel']=nivel
28     barras = barras.append(barras_vizinhas,sort=False)
29
30 barras.to_csv(str(n)+' Vizinhas '+barra_busca+'.csv',index=
           False)

```

### Código-fonte 2 – Seleção de linhas de transmissão internas

```

1 import pandas as pd
2 pwf = pd.read_csv('PD2027-PESADA_NORTE_SECO_2021_DBAR.csv',
           header=None)
3 pwf2 = pd.read_csv('PD2027-PESADA_NORTE_SECO_2021_DLIN.csv'
           ,header=None)
4
5 pwf_DBAR = pd.DataFrame(columns=['num','tipo','nome','G1','
           V','angulo','Pg','Qg','Qn','Qm','Bc','P1','Q1','Sh','
           area','Vf'])
6
7 for i in range(2,len(pwf)-1):
8     string=str(pwf.iloc[i,0])
9     num = string[0:5].replace(" ","")
10    tipo = string[6:8].replace(" ","")
11    nome = string[9:22].replace(" ","")
12    g1 = string[22:24].replace(" ","")
13    v = string[24:28].replace(" ","")
14    angulo = string[28:32].replace(" ","")
15    pg = string[32:37].replace(" ","")
16    qg = string[37:42].replace(" ","")
17
18    qn = string[42:47].replace(" ","")

```

```

19     qm = string[47:52].replace(" ", "")
20     bc = string[52:58].replace(" ", "")
21     p1 = string[58:63].replace(" ", "")
22     q1 = string[63:68].replace(" ", "")
23     sh = string[68:73].replace(" ", "")
24     area = string[73:76].replace(" ", "")
25     vf = string[76:80].replace(" ", "")
26
27     pwf_DBAR = pwf_DBAR.append({'num': num, 'tipo': tipo, 'nome
        ': nome, 'G1': g1, 'V': v, 'angulo': angulo, 'Pg': pg, 'Qg':
        qg, 'Qn': qn, 'Qm': qm, 'Bc': bc, 'P1': p1, 'Q1': q1, 'Sh': sh,
        'area': area, 'Vf': vf}, ignore_index=True)
28
29 pwf_DBAR.to_csv('DBAR.csv', index=False)
30 pwf_DLIN = pd.DataFrame(columns=['de', 'para', 'NcEP', 'R', 'X'
        , 'Mvar', 'Tap', 'Tmn', 'Tmx', 'Phs', 'Bc', 'Cn', 'Ce', 'Ns', '
        Cq'])
31
32 for i in range(2, len(pwf2)-1):
33     string = str(pwf2.iloc[i, 0])
34     de = string[0:5].replace(" ", "")
35     para = string[10:15].replace(" ", "")
36     NcEP = string[15:19].replace(" ", "")
37     r = string[19:26].replace(" ", "")
38     x = string[26:32].replace(" ", "")
39     mvar = string[32:38].replace(" ", "")
40     tap = string[38:43].replace(" ", "")
41     tmn = string[43:48].replace(" ", "")
42     tmx = string[48:53].replace(" ", "")
43     phs = string[53:58].replace(" ", "")
44     bc = string[58:64].replace(" ", "")
45     cn = string[64:68].replace(" ", "")

```

```
46     ce = string[68:72].replace(" ", "")
47     ns = string[72:74].replace(" ", "")
48     cq = string[74:78].replace(" ", "")
49
50     pwf_DLIN = pwf_DLIN.append({'de':de, 'para':para, 'NcEP':
        NcEP, 'R':r, 'X':x, 'Mvar':mvar, 'Tap':tap, 'Tmn':tmn, '
        Tmx':tmx, 'Phs':phs, 'Bc':bc, 'Cn':cn, 'Ce':ce, 'Ns':ns, '
        Cq':cq}, ignore_index=True)
51
52 pwf_DLIN.to_csv('DLIN.csv', index=False)
53 barras_internas = pd.read_csv('barras_rede_interna.csv',
    header=0)
54 linhas = pwf_DLIN.copy()
55 linhas['de'] = linhas.de.astype(int)
56 linhas['para'] = linhas.para.astype(int)
57 linhas_internas = linhas.loc[(linhas.de.isin(
    barras_internas.barra)) & (linhas.para.isin(
    barras_internas.barra))]
58
59 linhas_internas.to_csv('linhas_internas.csv', index=False)
```