

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Beatriz Vieira Reitz

**ANÁLISE DE EFEITOS DE CONTROLES DE PLANTA DE USINAS EÓLICAS E
FOTOVOLTAICAS NO DESEMPENHO DINÂMICO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA**

Florianópolis
2024

Beatriz Vieira Reitz

ANÁLISE DE EFEITOS DE CONTROLES DE PLANTA DE USINAS EÓLICAS E FOTVOLTAICAS NO DESEMPENHO DINÂMICO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.

Florianópolis
2024.

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.
Dados inseridos pelo próprio autor.

Reitz, Beatriz Vieira
ANÁLISE DE EFEITOS DE CONTROLES DE PLANTA DE USINAS
EÓLICAS E FOTOVOLTAICAS NO DESEMPENHO DINÂMICO DE SISTEMAS
DE POTÊNCIA / Beatriz Vieira Reitz ; orientador, Antonio
Felipe da Cunha de Aquino, 2024.
125 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Estabilidade. 3. Controle de
planta. 4. Desempenho dinâmico de Sistemas de Potência. I.
Aquino, Antonio Felipe da Cunha de. II. Universidade
Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia
Elétrica. III. Título.

Beatriz Vieira Reitz

ANÁLISE DE EFEITOS DE CONTROLES DE PLANTA DE USINAS EÓLICAS E FOTVOLTAICAS NO DESEMPENHO DINÂMICO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Curso de Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 11 de dezembro de 2024.

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Eng. Vitor Antunes, Me.
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado aos meus pais e ao meu irmão.

RESUMO

O presente trabalho tem por objetivo apresentar a influência dos controles de planta das usinas eólicas e fotovoltaicas em aspectos do comportamento dinâmico do sistema elétrico. Por meio da análise das estruturas deste tipo de fonte de geração é possível compreender os efeitos sistêmicos decorrentes da atuação dos controles centralizados das usinas. A integração das fontes de energia renováveis variáveis (FERVs) implica em uma maior complexidade para a operação do sistema elétrico devido aos efeitos na estabilidade do sistema. Neste trabalho, esses aspectos são apresentados à luz da mais recente classificação de estabilidade dos sistemas elétricos de potência. As simulações apresentadas neste trabalho evidenciam a influência dos parâmetros dos controles de plantas das centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas na estabilidade transitória do sistema de potência. Os resultados obtidos demonstram os efeitos do controle de tensão e potência reativa realizado pelas usinas eólicas e fotovoltaicas e como estes controles diferem daqueles empregados nas fontes de geração convencional.

Palavras chaves: Controle de planta; Estabilidade; Controle de tensão; Controle de potência reativa; Usina eólica; Usina fotovoltaica.

ABSTRACT

The objective of this work is to present the influence of the plant controller of wind and solar power plants in aspects of dynamic performance of the power system. Through the analysis of control structure of this type of generation source, referred to as Inverter-Based Resources (IBRs), it is possible to understand the systemic effects arising from the action of the centralized controls of power plants. The integration of IBR implies a great complexity for the operation of the power system due to effects on system stability. These aspects are presented in light of the most recent system stability classification. The simulations presented in this work evidence the influences of the control parameters of wind and photovoltaic power plant controller on the transient stability of the power system. The results obtained demonstrate the effects of the voltage and reactive power control performed by wind and photovoltaic plants and how these controls differ from those used in conventional generation sources.

Keywords: Plant control; System Stability; Voltage control; Reactive power control; Wind power plant; Solar photovoltaic plant, Inverter-based Resource.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	13
1.1. Participação da geração eólica e solar no cenário atual.....	13
1.2. Motivação.....	16
1.3. Objetivos.....	19
1.3.1. Objetivo geral.....	19
1.3.2. Objetivos específicos.....	19
1.4. Estrutura do texto.....	20
2. ESTABILIDADE E CONTROLE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA.....	21
2.1. Estabilidade de tensão.....	22
2.2. Estabilidade angular.....	23
2.3. Estabilidade de frequência.....	26
2.4. Estabilidade orientada por conversor.....	27
2.5. Estabilidade de ressonância.....	29
2.6. Considerações finais do capítulo.....	30
3. CARACTERÍSTICAS GERAIS DE CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS E FOTVOLTAICAS E ASPECTOS DA CONEXÃO À REDE.....	31
3.1. Visão geral da central geradora eólica.....	31
3.1.1. Tipos de aerogeradores.....	33
3.1.1.1. Tipo III - gerador eólico de indução duplamente alimentado (DFIG).....	33
3.1.1.2. Tipo IV - gerador eólico com conversor pleno (full converter).....	34
3.2. Visão geral da central geradora fotovoltaica.....	35
3.2.1. Módulos fotovoltaicos.....	37
3.3. Conversores grid-forming e grid-following.....	39
3.4. Requisitos e critérios para a conexão de centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas ao sistema de transmissão.....	41
3.4.1. Requisitos técnicos para a conexão de centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas.....	41
3.4.1.1. Geração e absorção de potência reativa.....	41
3.4.1.2. Controle de tensão, potência reativa e fator de potência.....	42
3.4.1.3. Desempenho dinâmico do controle de tensão.....	43
3.4.1.4. Operação em regime de tensão na nominal.....	44
3.4.1.5. Potência ativa de saída.....	46
3.4.1.6. Participação em sistema especial de proteção.....	46
3.4.1.7. Injeção de corrente reativa.....	47
3.5. Critérios para estudos de estabilidade eletromecânica.....	47
4. CONTROLE DE CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS E FOTVOLTAICAS.....	49
4.1. Estrutura básica de controle da central geradora eólica.....	49
4.1.1. Controle de pitch.....	51
4.1.2. Controle de torque.....	52
4.2. Estrutura básica de controle da central geradora fotovoltaica.....	52
4.4. Power plant controller.....	56

4.5. Considerações finais do capítulo.....	58
5. SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE EFEITOS DE CONTROLES DE PLANTA NO DESEMPENHO DINÂMICO DO SISTEMA ELÉTRICO.....	59
5.1. Sistema teste.....	59
5.2. Modelagem de sistemas de controle e usinas eólicas e fotovoltaicas pelo Anatem.....	65
5.3. Descrição dos modelos das usinas eólicas e fotovoltaicas.....	66
5.3.1. Modelo cdu do PPC da usina eólica.....	66
5.3.2. Modelo cdu do PPC da usina fotovoltaica.....	68
5.4. Contingência e critérios para avaliação do desempenho.....	71
5.5. Descrição dos cenários.....	71
5.5.1. Cenário A - geração convencional.....	72
5.5.2. Cenário B - usina eólica/fotovoltaica na região sudeste.....	72
5.5.2.1. Cenário B1 - usina eólica na região sudeste.....	72
5.5.2.2. Cenário B2 - usina fotovoltaica na região sudeste.....	72
5.5.3. Cenário C - usina eólica/fotovoltaica na região sul.....	73
5.5.3.1. Cenário C1 - usina eólica na região sul.....	73
5.5.3.2. Cenário C2 - usina fotovoltaica na região sul.....	73
5.6. Resultados da análise dinâmica.....	74
5.6.1. Cenário A - geração convencional.....	74
5.6.1.1. Tensão nas barras da interligação.....	74
5.6.1.2. Tensão na barra terminal das usinas.....	75
5.6.2. Cenário B - usina eólica/fotovoltaica na região sudeste.....	76
5.6.2.1. Tensão na barra de 500 kv da se bateias.....	76
5.6.2.2. Defasagem angular entre rotores de máquinas síncronas.....	80
5.6.2.3. Frequência das máquinas síncronas.....	82
5.6.2.4. Potência ativa injetada pela usina conectada na barra 20.....	85
5.6.2.5. Potência reativa injetada pela usina conectada na barra 20.....	87
5.6.2.6. Tensão na subestação marimbondo (terminal da usina).....	89
5.6.3. Cenário C - usina eólica/fotovoltaica na região sul.....	92
5.6.3.1. Tensão na barra de 500 kv da se bateias.....	93
5.6.3.2. Defasagem angular entre rotores de máquinas síncronas.....	97
5.6.3.3. Potência ativa injetada pela usina conectada na barra 915.....	99
5.6.3.4. Potência reativa injetada pela usina conectada na barra 915.....	101
5.6.3.5. Tensão na subestação machadinho (terminal da usina).....	102
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS.....	107
6.1. Sugestões para trabalhos futuros.....	107
7. Referências.....	109
ANEXO I - Código CDU aerogerador.....	121
ANEXO II - Código DTDU aerogerador.....	122
ANEXO III - Código DTDU pv conversor + PPC.....	124

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Incremento da capacidade de geração de energia elétrica renovável por fonte de geração no mundo.....	14
Figura 2 – Histórico de crescimento das fontes de geração de energia renováveis por ano.....	15
Figura 3 – Matriz elétrica brasileira de 2023.....	15
Figura 4 – Capacidade instalada por fonte de geração em 2023.....	16
Figura 5 – Classificação da estabilidade de sistemas de potência.....	22
Figura 6 – Defasagem angular (graus) para um caso estável.....	24
Figura 7 – Defasagem angular (graus) para um caso instável.....	25
Figura 8 – Oscilação no do perfil da tensão do sistema elétrico com origem na interação entre controles.....	29
Figura 9 – Topologia básica de uma usina eólica.....	31
Figura 12 – Esquema de conexão de gerador eólico tipo III.....	34
Figura 13 – Esquema de conexão de gerador eólico tipo IV.....	35
Figura 14 – Configuração típica de uma usina fotovoltaica.....	35
Figura 15 – Corte transversal de uma célula fotovoltaica.....	37
Figura 16 – Circuito elétrico equivalente de células fotovoltaicas.....	38
Figura 17 – Curva V-I de módulos fotovoltaicos.....	38
Figura 18 – Representação de conversores Grid following (a) e conversores Grid forming (b)..	39
Figura 19 – Faixa de geração/absorção de potência reativa.....	41
Figura 20 – Perfil do controle de tensão da central geradora.....	42
Figura 21 – Tempo de resposta do controle de tensão da central geradora.....	43
Figura 22 – Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão.....	45
Figura 23 – Tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores da central geradora.....	46
Figura 24 – Requisito para injeção de corrente reativa sob defeito.....	47
Figura 25 – Diagrama esquemático simplificado da estrutura de controle da central geradora eólica.....	49
Figura 26 – Diagrama de blocos da estrutura de controle da central geradora eólica.....	51
Figura 27 – Esquemático simplificado da estrutura de controle da central geradora fotovoltaica.....	53
Figura 28 – Diagrama de blocos da estrutura de controle da central geradora fotovoltaica....	54
Figura 29 – Diagrama de blocos controle de planta das centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas.....	56
Figura 30 – Sistema elétrico simulado.....	59
Figura 31 – Interligação Sul-Sudeste para a configuração do sistema teste.....	60
Figura 32 – Sistema eletricamente próximo da usina de Marimondo.....	61
Figura 33 – Sistema eletricamente próximo da usina de Machadinho.....	62
Figura 34 – Código ACDU do PPC da usina eólica.....	67
Figura 35 – Código DFNT da usina eólica.....	68
Figura 36 – Código DTDU do PPC da usina fotovoltaica.....	69

Figura 37 – Código ACDU da usina fotovoltaica.....	69
Figura 38 – Código DFNT da usina fotovoltaica.....	70
Figura 39 – Tensão na SE Bateias (barra 895) para cenário B1 (geração eólica).....	76
Figura 40 – Tensão na SE Bateias (barra 895) para cenário B2 (geração fotovoltaica).....	78
Figura 41 – Defasagem angular para cenário B1 (geração eólica).....	81
Figura 42 – Defasagem angular para cenário B2 (geração fotovoltaica).....	81
Figura 43 – Frequência elétrica das máquinas síncronas conectadas na barra 18 para cenário B1 (geração eólica).....	82
Figura 44 – Frequência elétrica das máquinas síncronas conectadas na barra 904 para cenário B1 (geração eólica).....	83
Figura 45 – Frequência elétrica das máquinas síncronas conectadas na barra 18 para cenário B2 (geração fotovoltaica).....	83
Figura 46 – Frequência elétrica das máquinas síncronas conectadas na barra 904 para cenário B2 (geração fotovoltaica).....	84
Figura 47 – Potência ativa injetada pela usina conectada na barra 20 para cenário B1 (geração eólica).....	85
Figura 48 – Potência ativa injetada pela usina conectada na barra 20 para cenário B2 (geração fotovoltaica).....	86
Figura 49 – Potência reativa na usina conectada na barra 20 para cenário B1 (geração eólica)..	88
Figura 50 – Potência reativa na usina conectada na barra 20 para cenário B2 (geração fotovoltaica).....	88
Figura 51 – Tensão na SE Marimbondo (barra 20) para cenário B1 (geração eólica).....	89
Figura 52 – Tensão na SE Marimbondo (barra 20) para cenário B2 (geração fotovoltaica)....	90
Figura 53 –Tensão na SE Bateias (barra 895) para cenário C1 (geração eólica).....	93
Figura 54 –Tensão SE Bateias (barra 895) para cenário C2 (geração fotovoltaica).....	95
Figura 55 – Defasagem angular em graus para cenário C1 (geração eólica).....	98
Figura 56 – Defasagem angular em graus para cenário C2 com geração fotovoltaica.....	98
Figura 57 – Potência ativa injetada pela usina conectada na barra 915 para cenário C1 (geração eólica).....	99
Figura 58 – Potência ativa injetada pela usina conectada na barra 915 para cenário C2 (geração fotovoltaica).....	100
Figura 59 – Potência reativa injetada pela usina conectada na barra 915 para cenário C1 (geração eólica).....	101
Figura 60 –Potência reativa injetada pela usina conectada na barra 915 para cenário C2 (geração fotovoltaica).....	102
Figura 61 –Tensão na subestação Machadinho para cenário C1 (geração eólica).....	103
Figura 62 –Tensão na subestação de Machadinho para cenário C2 (geração fotovoltaica)....	104

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tensão admissível entre fases a 60 Hz.....	44
Tabela 2 – Centrais geradoras do sistema base.....	63
Tabela 3 – Carga do sistema base.....	64
Tabela 4 – Resumo dos cenários utilizados nas simulações.....	71
Tabela 5 - Capacidade instalada da usina eólica na barra 20.....	72
Tabela 6 - Capacidade instalada da usina fotovoltaica na barra 20.....	73
Tabela 7 - Capacidade instalada da usina eólica na barra 915.....	73
Tabela 8 - Capacidade instalada da usina fotovoltaica na barra 915.....	73
Tabela 9 - Tensões pré-perturbação nas barras próximas da interligação S-SE.....	74
Tabela 10 - Tensões mínimas nas barras próximas da interligação para o cenário A.....	74
Tabela 11 - Variação das tensões nas barras próximas da interligação para o cenário A.....	75
Tabela 12 - Tensão no instante 0+ e tempo de recuperação na subestação de Marimbondo para o cenário A.....	75
Tabela 13 - Tensão no instante 0+ e tempo de recuperação na subestação de Machadinho para o cenário A.....	75
Tabela 14 - Tensões mínimas nas barras próximas da interligação para o cenário B1 (geração eólica).....	77
Tabela 15 - Variação da tensão nas barras próximas da interligação para o cenário B1 (geração eólica).....	77
Tabela 16 - Tensões mínimas barras próximas da interligação para o cenário B2 (geração fotovoltaica).....	79
Tabela 17 - Variação da tensão nas barras próximas da interligação para o cenário B2 (geração fotovoltaica).....	79
Tabela 18 - Tensão no instante 0+ e tempo de recuperação na subestação de Marimbondo para o cenário B1 (geração eólica).....	90
Tabela 19 - Tensão no instante 0+ e tempo de recuperação na subestação de Marimbondo para o cenário B2 (geração fotovoltaica).....	91
Tabela 20 -Tensões mínimas barras próximas da interligação para o cenário C1 (geração eólica).....	94
Tabela 21 - Variação da tensão nas barras próximas da interligação para o cenário C1 (geração eólica).....	94
Tabela 22 -Tensões mínimas barras próximas da interligação para o cenário C2 (geração fotovoltaica).....	96
Tabela 23 - Variação da tensão nas barras próximas da interligação para o cenário C2 (geração fotovoltaica).....	96
Tabela 24 - Tensão no instante 0+ e tempo de recuperação na subestação de Machadinho para o cenário C1 (geração eólica).....	104
Tabela 25 - Tensão no instante 0+ e tempo de recuperação na subestação de Machadinho para o cenário C2 (geração fotovoltaica).....	105

1. INTRODUÇÃO

No presente capítulo são apresentados o cenário atual e projeções futuras das fontes de geração eólica e solar, os objetivos e a justificativa do presente trabalho de conclusão de curso.

1.1. Participação da geração eólica e solar no cenário atual

Em muitos países, os combustíveis fósseis foram por muitos anos os principais meios de obtenção de energia elétrica, proporcionando as condições necessárias para o seu desenvolvimento. Essa fonte primária de geração teve grande importância no desenvolvimento econômico de grandes nações, entretanto acarretou grandes prejuízos ao meio ambiente em função da emissão de gases causadores de efeito estufa (CARVALHO, 2008). A poluição gerada ao longo dos anos alcançou níveis preocupantes, contribuindo para o agravamento das mudanças climáticas (ONU, 2023).

Na busca pela transição energética, muitos países têm realizado grandes investimentos em fontes de geração de energia renováveis. A participação destas fontes na matriz elétrica mundial tem apresentado um crescimento relevante nos últimos anos. De acordo com o relatório “Renewables 2023” da Agência Internacional de Energia (IEA), no ano de 2023 houve um aumento de aproximadamente 507 GW de energia elétrica oriunda de fontes renováveis. Esse valor representou cerca de 50% de crescimento na comparação com o ano de 2022. Na Figura 1 é ilustrada a adição de capacidade de geração de energia elétrica renovável por fonte de geração no mundo (IEA, 2024).

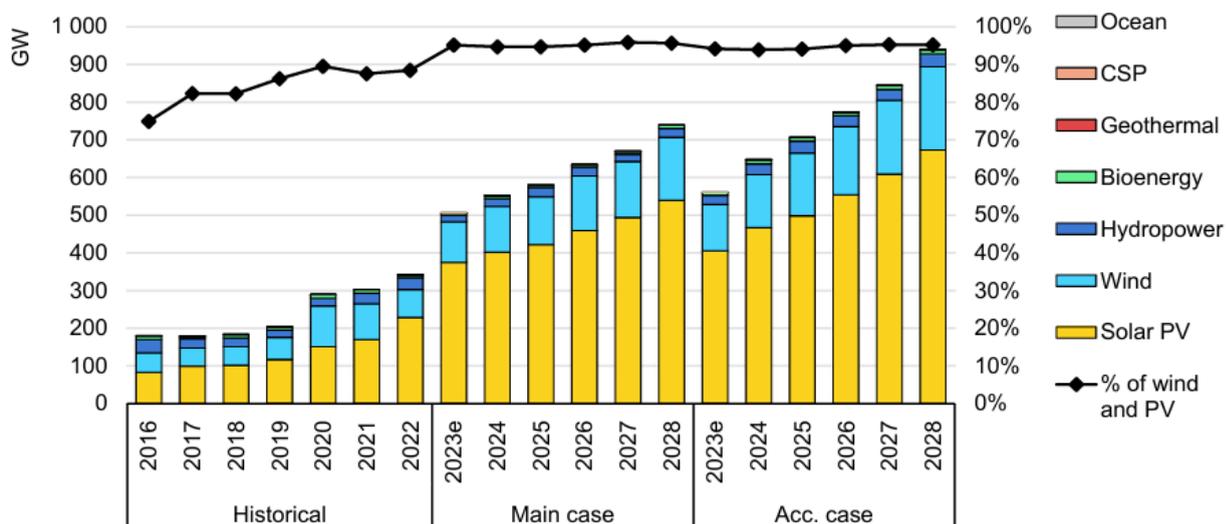
Entre as fontes renováveis, a energia eólica e solar tem se destacado por apresentar um crescimento notável. A perspectiva de crescimento destas fontes para o ano de 2028 indica que a adição de energia eólica e solar deverá dobrar em relação ao ano de 2022 (IEA, 2023).

O potencial de geração de energia elétrica por fontes renováveis deverá atingir cerca de 42% da matriz elétrica mundial no ano de 2028. O aumento da geração de energia por tais fontes é impulsionado principalmente pelo avanço das fontes de geração eólicas e solar, que corresponderão a cerca de 25% da matriz elétrica mundial neste mesmo ano, de acordo com as informações do relatório “Renewables 2023” da Agência Internacional de Energia (IEA). O histórico de crescimento das fontes de geração de energia renováveis por ano está apresentado na Figura 2 (IEA, 2024).

O Brasil segue a tendência mundial de incorporação de fontes de geração renováveis na matriz elétrica. Pontos como o vasto território e as características ambientais favoráveis contribuem para o predomínio de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira. As fontes de geração eólica e solar, em particular, têm apresentado contribuições cada vez maiores na geração de energia elétrica no Brasil. No ano de 2023, a energia eólica representou 13,2% da matriz elétrica brasileira, enquanto a energia solar alcançou cerca de 7,0 %, correspondente apenas à geração centralizada (BEN, 2024). Na Figura 3 apresenta-se um comparativo entre os anos de 2022 e 2023 da matriz elétrica brasileira.

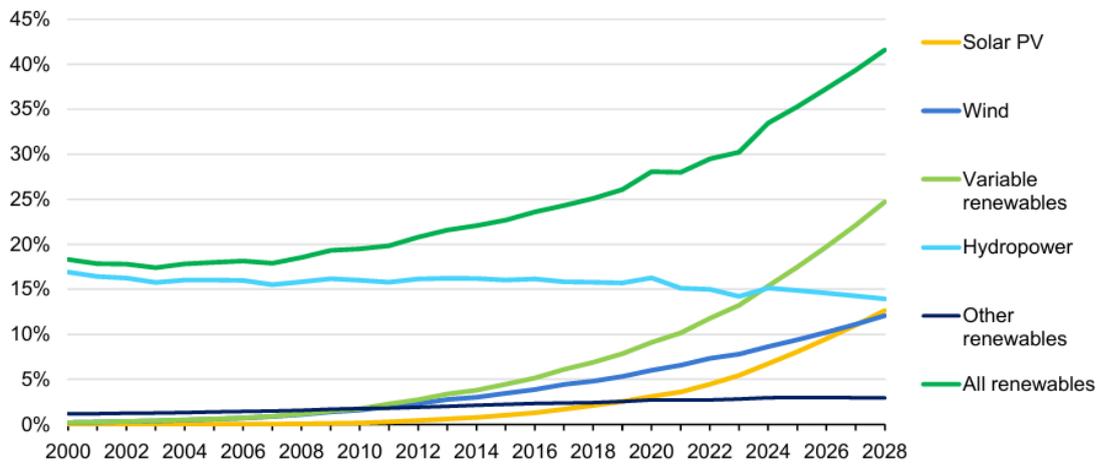
Com relação à capacidade instalada por fonte de geração de energia elétrica no Brasil, no ano de 2023, a geração eólica atingiu aproximadamente 28,7 GW, enquanto a geração solar apresentou cerca de 37,8 GW de potência instalada, correspondente à parcela de micro e minigeração distribuída (MMGD) em conjunto com a geração centralizada. Grande parcela da capacidade instalada de geração solar no Brasil corresponde à MMGD, aproximadamente 26,4 GW em 2023 (BEN, 2024). Na Figura 4 é apresentada a capacidade instalada por fonte de geração para os anos de 2022 e 2023.

Figura 1 – Incremento da capacidade de geração de energia elétrica renovável por fonte de geração no mundo.



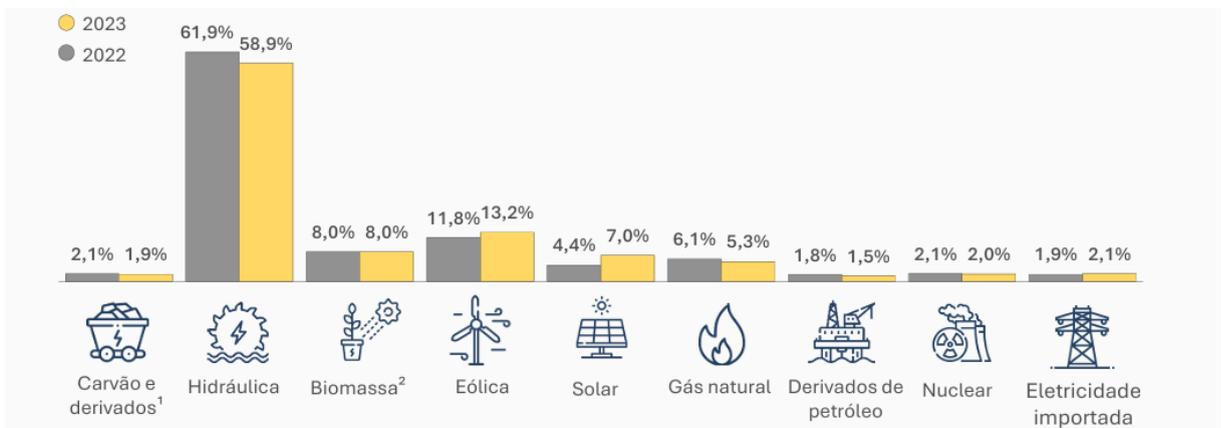
Fonte: IEA (2024)

Figura 2 – Histórico de crescimento das fontes de geração de energia renováveis por ano.



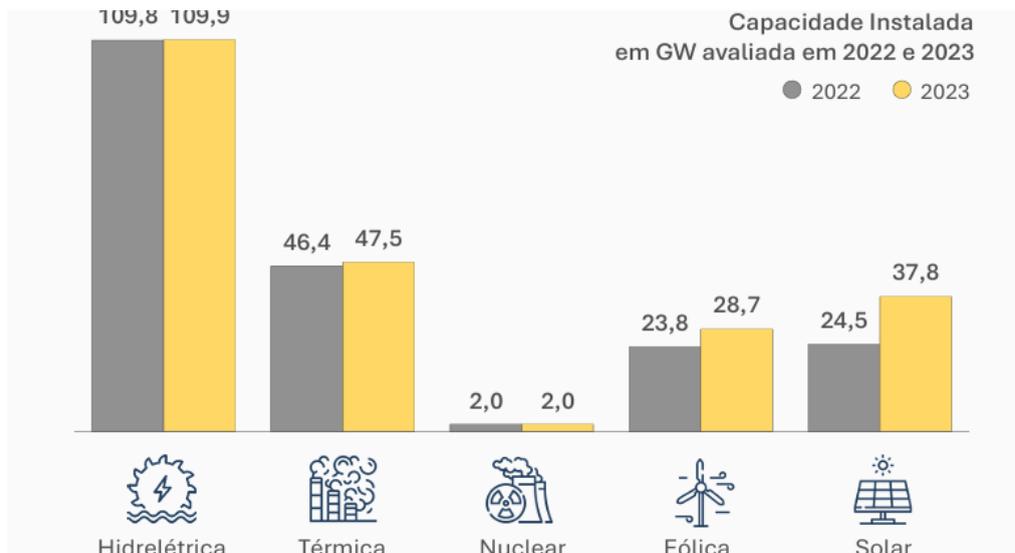
Fonte: IEA (2024)

Figura 3 – Matriz elétrica brasileira de 2023.



Fonte: BEN (2024)

Figura 4 – Capacidade instalada por fonte de geração em 2023.



Fonte: BEN (2024)

Embora as fontes de geração de energia renováveis, principalmente a eólica e fotovoltaica, sejam de extrema importância para a transição energética, a inserção destas fontes de geração tem acarretado mudanças importantes na forma de operação dos sistemas de potência (EFTEKHARNEJAD *et. al.*, 2012). Alguns dos efeitos causados pela integração das fontes de geração eólica e fotovoltaica no sistema elétrico serão discutidos com maiores detalhes no presente trabalho, tendo como foco a quantificação dos efeitos dos controles de planta na resposta dinâmica do sistema.

Destaca-se que estas fontes são conectadas à rede por meio de conversores eletrônicos e têm sido designadas por Inverter-Base Resources (IBR) na literatura técnica e científica.

1.2. Motivação

A presença das usinas conectadas por conversores eletrônicos gera alterações na dinâmica dos sistemas de potência. A redução da inércia total do sistema, a atuação de diversos mecanismos de controle envolvendo dispositivos de eletrônica de potência e a presença de variadas fontes de geração, com dinâmicas e tempos de respostas diferentes, agregam maiores dificuldades para a operação do sistema de potência.

Por possuírem capacidade de compensação de reativos e elevada velocidade de resposta, as usinas eólicas e fotovoltaicas são capazes de contribuir para o controle de tensão do sistema de potência, podendo auxiliar, em certas condições, na estabilidade de tensão dos

sistemas (Londero, Affonso, Vieira; 2015). Em contrapartida, as diferentes dinâmicas das fontes de geração, em conjunto com diversos mecanismos de controle presentes nos sistemas de potência, podem prejudicar a estabilidade (Hatziaargyriou *et al.*, 2021).

Tais aspectos têm impulsionado estudos acerca da influência das usinas eólicas e fotovoltaicas no comportamento dinâmico dos sistemas de potência. Diversos trabalhos buscam esclarecer os impactos do aumento da penetração de tais fontes de geração no sistemas de potência e como estes podem contribuir ou prejudicar a estabilidade dos sistemas elétricos.

Através da tese de doutorado, o autor Marcelo Nanni (2021) busca realizar a modelagem e a Análise dos Impactos da Inserção de Plantas fotovoltaicas na Operação e Controle de Sistemas Elétricos de Potência. Dentre os pontos abordados neste trabalho, o autor realiza simulações com variações nos mecanismos de controle existentes em usinas fotovoltaicas de modo a observar como estes influenciam em aspectos dinâmicos do sistema de potência perante a uma perturbação empregada.

Entre as análises realizadas pelo autor, está a relação entre o amortecimento das oscilações entre as áreas e a localização da usina fotovoltaica. De acordo com Nanni (2021), ocorreu maior amortecimento das oscilações no caso na qual a usina está alocada na área importadora de potência ativa. Através das simulações o autor demonstra a contribuição na estabilidade angular e no amortecimento das oscilações entre áreas que a alta penetração de usinas fotovoltaicas proporciona, desde que aplicado o controle apropriado (Nanni; 2021).

Em uma linha de pesquisa semelhante, o autor Deleon Parente (2018) em sua dissertação de mestrado busca realizar uma análise da estabilidade do sistema elétrico de potência através de modelos de fontes de geração eólicas e fotovoltaicas. Por meio deste trabalho o autor aborda a influência dos níveis de penetração das fontes de geração conectadas por meio de conversores eletrônicos no comportamento dinâmico e na estabilidade do sistema de potência.

De acordo com Deleon (2024), a alta penetração de fontes de geração renováveis acarretou afundamentos mais críticos dos valores da tensão nas barras monitoradas. Devido a integração de usinas conectadas por conversores eletrônicos a inércia total do sistema de potência foi prejudicada gerando uma redução na robustez do sistema elétrico. Através das simulações realizadas, o autor observa um aumento nas oscilações de velocidade e maiores variações angulares entre os rotores dos geradores síncronos, acarretando maior suscetibilidade a instabilidades nos sistemas de potência.

O comportamento dinâmico dos sistemas de potência com penetração de fontes de geração conectadas por conversores eletrônicos tem sido o foco de diversos estudos no meio acadêmico. Em um artigo desenvolvido por Mrehel, Shamek e Hamouda (2016) é abordado a influência das centrais geradoras fotovoltaicas na estabilidade de um sistema teste após a ocorrência de uma falha na rede elétrica. As análises dos ângulos dos rotores dos geradores síncronos, das tensões nas barras do sistema e da potência ativa e reativa injetada pelas centrais geradoras foram realizadas para diferentes casos de penetração de geração fotovoltaica no sistema elétrico.

Os autores demonstram a influência da presença, em larga escala, de sistemas fotovoltaicos na estabilidade transitória dos sistemas de potência. De acordo com Mrehel, Shamek e Hamouda (2016), a substituição de geradores síncronos por fontes de geração conectadas por meio de conversores acarreta na redução da inércia do sistema elétrico simulado. Características como esta impactam na estabilidade angular do sistema de potência devido à maior suscetibilidade à oscilações dos ângulos dos rotores dos geradores síncronos.

Os resultados apresentados por Mrehel, Shamek e Hamouda (2016), evidenciam a atuação dos inversores no controle de tensão das barras. Os autores observam que a injeção elevada de potência reativa contribui para a elevação dos níveis de tensão no barramento terminal da usina nos instantes iniciais após a falha.

Em outro artigo com abordagem semelhante, os autores Eftekharijad *et. al.* (2012) apresentam os impactos do aumento da inserção de geração fotovoltaica no sistema elétrico. Dentre os pontos abordados estão as análises realizadas acerca da influência do aumento dessa forma de geração no ângulo do rotor de geradores síncronos, na tensão das barras do sistema e na frequência da rede elétrica após a ocorrência de situações de contingências. Demonstrando, assim, como estes aspectos afetam a garantia da estabilidade do sistema de potência.

Os resultados apresentados por Eftekharijad *et. al.* (2012), demonstram que o alto nível de penetração de fontes de geração fotovoltaica pode acarretar alterações nas magnitudes das tensões. Através das análises dinâmicas realizadas para o sistema simulado, os autores constataram que a integração das fontes de geração fotovoltaica pode apresentar impactos prejudiciais e benéficos para o sistema de transmissão. Estes impactos variam de acordo com os níveis de penetração, a topologia do sistema, o tipo de perturbação e a localização da falha.

Em um caso recente ocorrido no Brasil, a estabilidade do sistema de potência foi prejudicada, resultando em um corte de carga de aproximadamente 23,36 GW no Sistema Interligado Nacional (SIN), de acordo informações do Relatório de Análise de Perturbação

(RAP) elaborado pelo ONS (ONS, 2023). O caso ocorreu no dia 15 de outubro de 2023, no qual um distúrbio no SIN resultou na instabilidade dinâmica do sistema elétrico. Durante as análises da perturbação, constatou-se que o desempenho dos controles das centrais eólicas e fotovoltaicas verificadas em campo não corresponderam ao apresentado pelos modelos de simulação fornecidos pelos agentes. De acordo com informações apresentadas no RAP, a capacidade e velocidade de fornecimento de potência reativa por parte destas centrais geradoras não correspondeu àquelas previstas pelos modelos disponíveis na base de dados de transitórios eletromecânicos do ONS (ONS, 2023).

Em face do exposto, são bastante oportunos os estudos acerca da influência das usinas eólicas e fotovoltaicas no comportamento dinâmico do sistema elétrico, em particular perante perturbações ocorridas na rede elétrica. A compreensão dos mecanismos de controle destas fontes de geração e como estas podem auxiliar na mitigação ou agravamento de perturbações é de extrema relevância para estudos de estabilidade nos sistemas de potência.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo Geral

O trabalho de conclusão de curso proposto tem por principal objetivo realizar, por meio de simulação computacional, uma análise comparativa das respostas dinâmicas de um sistema de potência teste para diferentes parametrizações de controles de planta de usinas eólicas e fotovoltaicas, frente a perturbações na rede elétrica.

1.3.2. Objetivos Específicos

Os objetivos específicos do trabalho são:

- Descrição das principais malhas do controle de planta de usinas eólicas e fotovoltaicas;
- Preparação de cenários para simulação dinâmica na ferramenta Anatem, considerando a presença de usinas eólicas ou fotovoltaicas em diferentes pontos da rede elétrica sob análise.
- Análise da resposta dinâmica do sistema frente a contingências na rede elétrica, para diferentes parametrizações do controle de planta das usinas.

1.4. Estrutura do texto

No primeiro capítulo é realizada uma revisão bibliográfica do assunto de modo a obter o aprofundamento necessário para o desenvolvimento do presente trabalho. São abordados pontos relacionados ao cenário atual das energias renováveis e projeções futuras de desenvolvimento no Brasil e no mundo, além da motivação e objetivos que norteiam o presente trabalho.

No segundo capítulo são abordados conceitos clássicos de estabilidade de sistemas de potência, bem como a classificação de estabilidade mais recente dos fenômenos, que tem por objetivo abordar efeitos observados em sistemas de potência com alta penetração de fontes de geração renováveis. São apresentados os novos conceitos de estabilidade orientada por conversor e estabilidade de ressonância, que tem por objetivo classificar as influências dos conversores eletrônicos na estabilidade do sistema de potência.

No terceiro capítulo é apresentada uma descrição de aspectos gerais da constituição das usinas eólicas e fotovoltaicas. São abordados os principais tipos de módulos fotovoltaicos e aerogeradores, bem como os modelos de conversores eletrônicos que realizam a conexão com a rede elétrica. A classificação dos conversores e a influência destes na estabilidade do sistema elétrico são pontos relevantes presentes no capítulo. Adicionalmente, são apresentados os requisitos exigidos para a conexão de centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas na Rede Básica do SIN e os critérios para os estudos de estabilidade eletromecânica, estabelecidos pelo ONS e presentes no submódulo 2.10 e 2.3 dos Procedimentos de Rede.

No quarto capítulo são apresentadas as principais informações acerca das estruturas de controle das usinas eólicas e fotovoltaicas. Para uma ampla compreensão do tema, são apresentados os diagramas de blocos da estrutura de controle das usinas, bem como uma breve descrição dos controles existentes.

No capítulo cinco são apresentadas as informações referentes à etapa de simulações. O capítulo conta com uma breve introdução acerca do sistema elétrico teste simulado, os cenários das simulações, o tipo de contingência aplicada, o modelo de aerogerador e inversor fotovoltaico utilizado e os resultados obtidos. No capítulo seis são apresentadas as considerações finais do trabalho e propostas para trabalhos futuros.

2. ESTABILIDADE E CONTROLE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

A estabilidade nos sistemas elétricos é definida por Kundur *et al.* (2004) como sendo a capacidade de recuperação do estado de equilíbrio após a ocorrência de perturbações. A recuperação da estabilidade pode se dar pelo retorno ao ponto de equilíbrio anterior à perturbação ou por meio do estabelecimento de um novo ponto de operação estável.

Durante a operação do sistema elétrico, é comum ocorrerem perturbações, desde as de baixa intensidade, como pequenas alterações nas cargas e gerações, até distúrbios mais severos, como curtos-circuitos seguidos da abertura de linhas de transmissão. Visando a garantia do fornecimento de energia, os sistemas elétricos devem possuir a estrutura e robustez necessárias para suportar grande parte das perturbações, garantindo a estabilidade e condições satisfatórias para a operação (Kundur *et al.*, 2004).

Tendo em vista a viabilidade econômica, mas garantindo a segurança de operação, os sistemas de potência são projetados de modo a suportar as contingências de maior probabilidade de ocorrência. Em casos de perturbações mais severas, o sistema suportará apenas em condições de operação específicas (Kundur *et al.*, 2004).

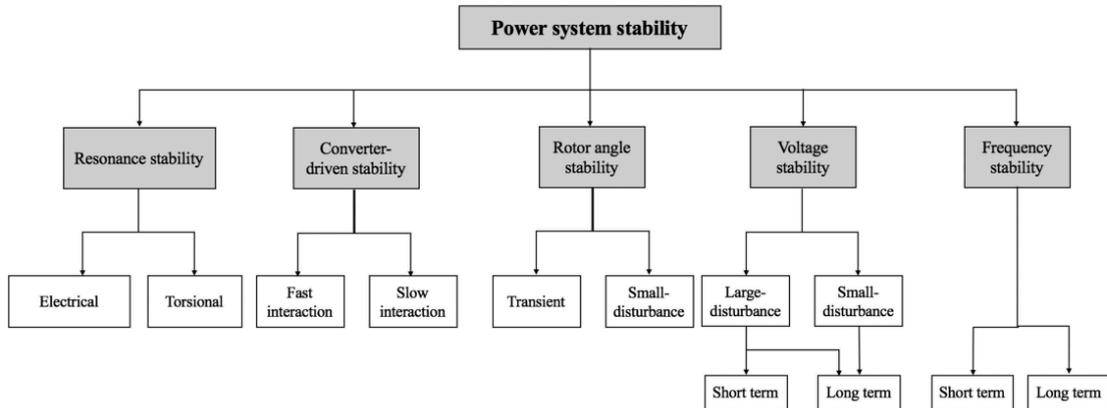
O aumento da participação de fontes de geração de energias renováveis conectadas por meio de conversores eletrônicos tem agregado maiores desafios para a garantia da estabilidade dos sistemas de potência. A natureza e o correspondente comportamento dinâmico dos conversores eletrônicos tem contribuído para alterações na resposta dinâmica dos sistemas elétricos (Hatzargyriou *et al.*, 2021).

A presença em grande escala das fontes de geração eólica e fotovoltaica nos sistemas de potência tem acarretado fenômenos que podem prejudicar a estabilidade do sistema elétrico. Oscilações em uma ampla faixa de frequência, degradação dos níveis de tensão, ressonância, e outros efeitos, vêm sendo observados em sistemas elétricos com a grande presença de conversores eletrônicos conectados (Hatzargyriou *et al.*, 2021) (Pishbahar, Blaabjerg, Saboori; 2023) (Giannuzzi *et al.*, 2022).

Tais efeitos contribuíram para o estabelecimento de uma nova classificação da estabilidade, de modo a caracterizar a influência do comportamento dinâmico dos conversores eletrônicos nos sistemas de potência. A classificação da estabilidade apresentada por Hatzargyriou *et al.* (2021) engloba novos conceitos de estabilidade orientada por conversor e fornece novos elementos para a estabilidade de ressonância, conceitos que são abordados com

maiores detalhes nas últimas seções deste capítulo (Hatziargyriou *et al.*, 2021). No diagrama da Figura 5 está apresentada a nova classificação de estabilidade.

Figura 5 – Classificação da estabilidade de sistemas de potência.



Fonte: Hatziargyriou *et al.* (2021)

Para a compreensão mais precisa dos efeitos causados pela presença das fontes de geração eólica e fotovoltaica na resposta dinâmica e na estabilidade dos sistemas de potência, são apresentados, na sequência, os principais aspectos envolvidos em cada tipo de fenômeno, segundo a classificação proposta por Hatziargyriou *et al.* (2021).

2.1. Estabilidade de tensão

A estabilidade de tensão é definida como a capacidade do sistema elétrico de manter as tensões das barras dentro de uma faixa de valores aceitáveis para a operação após a ocorrência de uma perturbação (Kundur, 2004). Perturbações na rede elétrica podem causar quedas nos níveis de tensão, e se não forem tomadas as medidas de controle necessárias o sistema pode ser levado à instabilidade da tensão.

Esse fenômeno leva as barras do sistema a apresentarem valores de tensão significativamente baixos, impossibilitando a operação do sistema elétrico. A deficiência no suprimento de potência reativa ao sistema elétrico é o principal fator relacionado a instabilidades e colapsos de tensão (Kundur, 2004).

A integração das fontes de geração de energia conectadas por meio de conversores eletrônicos tem apresentado grande influência no desempenho do controle de tensão das barras do sistema. As tecnologias recentes empregadas nas centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas têm apresentado, em certas condições, um potencial para a melhora do desempenho no controle de tensão das barras das usinas. A capacidade de compensação de reativos e a maior velocidade de resposta proporcionada pelos conversores eletrônicos de

parte dessas usinas têm contribuído para a estabilidade de tensão dos sistemas de potência a longo prazo (Londero, Affonso, Vieira; 2015).

Em contrapartida, alguns estudos indicam efeitos adversos das fontes de geração conectadas por conversores na estabilidade de tensão dos sistemas elétricos. De acordo com Shair *et al.* (2021), devido a características de resposta dinâmica rápida por parte dos conversores eletrônicos, a estabilidade de tensão a curto prazo está mais suscetível a variações de tensão no período transitório e no período de recuperação após situações de contingências ensejando maiores preocupações com os ajustes dos controladores dessas fontes.

Outro ponto observado por Pishbahar, Blaabjerg e Saboori (2023) está relacionado à piora no desempenho do controle de tensão devido aos efeitos decorrentes das interações entre os sistemas de excitação dos geradores síncronos com os sistemas de controle dos conversores eletrônicos. A interação adversa entre os mecanismos das diferentes fontes de geração pode ocasionar degradação nos níveis de tensão da rede elétrica, comprometendo a estabilidade de tensão. Dessa maneira, quanto maior a penetração de fontes de geração eólica e fotovoltaica, maior a complexidade para a operação do sistema elétrico.

2.2. Estabilidade angular

A estabilidade angular é definida por Kundur *et al.* (2004) como sendo a capacidade das máquinas síncronas de um sistema de potência manterem-se em sincronismo após a ocorrência de uma perturbação. O sistema é considerado estável se, após uma contingência, os rotores das máquinas síncronas atingirem uma nova posição angular sem ocorrer a perda de sincronismo.

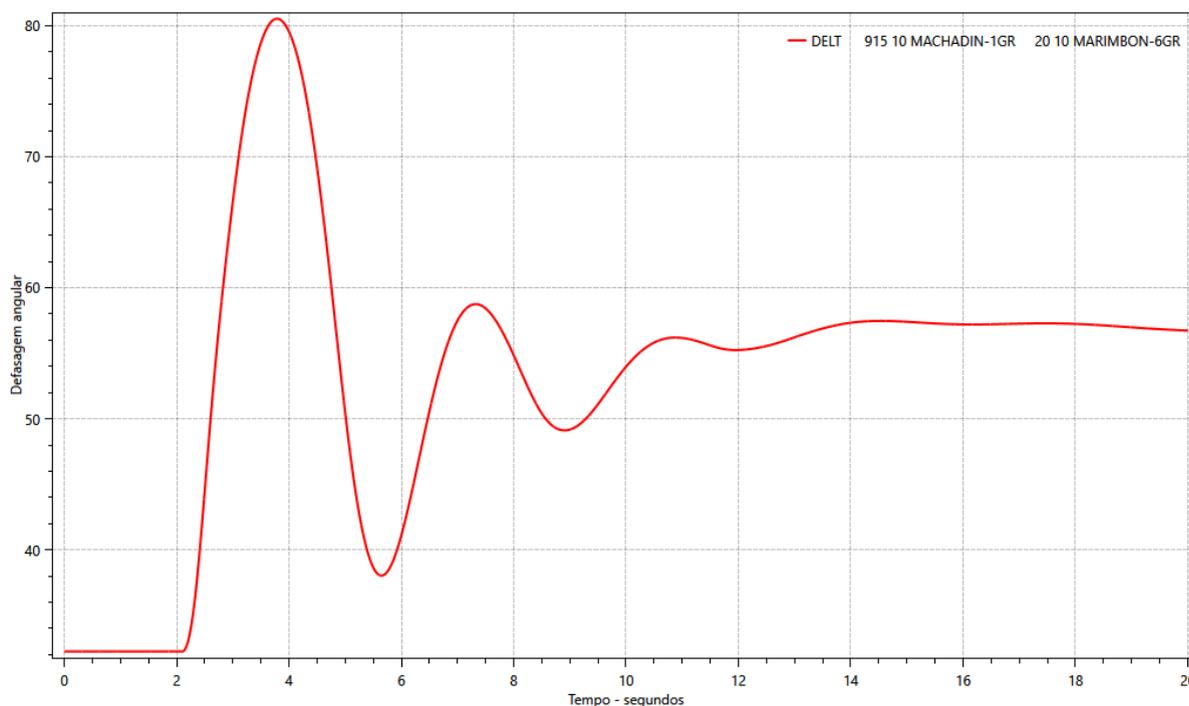
Em um sistema interligado com diversas máquinas síncronas conectadas, alterações de cargas e distúrbios na rede podem acarretar oscilações nos ângulos dos rotores. Tais oscilações são características da operação dos sistemas de potência. Porém em condições nas quais haja oscilações crescentes dos ângulos dos rotores, pode ocorrer a aceleração de algumas máquinas fazendo com que estas percam o sincronismo com o sistema na qual estão conectadas (Kundur *et al.*, 2004).

A perda de sincronismo das máquinas síncronas ocorre quando há um desequilíbrio entre o torque mecânico e o torque eletromagnético que se estabelecem nos eixos dos geradores, resultando na aceleração ou desaceleração dos rotores. O desequilíbrio ocorre devido a alterações na potência elétrica injetada pelo gerador no sistema, fazendo com que o torque eletromagnético sofra alterações rapidamente enquanto o torque mecânico permanece praticamente constante (Kundur *et al.*, 2004).

Ao ocorrer a perda de sincronismo, a variação angular entre as tensões das barras do sistema aumenta. Tensões em barramentos do sistema que atingem uma defasagem de 180° entre si são caracterizadas por estarem em oposição de fases. Nessa condição anômala da operação do sistema, em um ponto entre estas barras a tensão nas três fases é zero, sendo denominado este o centro elétrico do sistema. Durante perturbações na rede elétrica, o centro elétrico apresenta as condições da operação mais críticas, possuindo as maiores quedas de tensão dentre todos os pontos do sistema (Duarte, 2018).

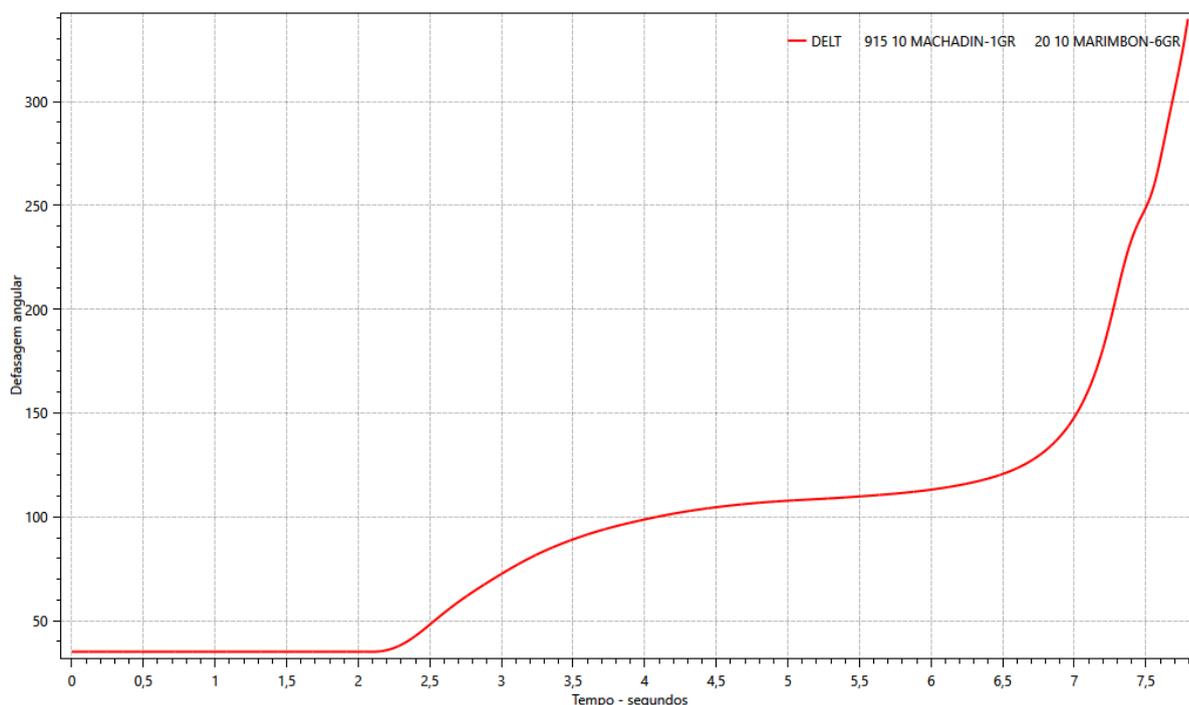
Conforme comentado anteriormente, a ocorrência de perturbações pode ocasionar o aumento da defasagem angular entre as máquinas síncronas. Oscilações nos ângulos dos rotores decorrentes de contingências, quando em condição severa, podem levar à perda de sincronismo dos geradores síncronos e possivelmente à instabilidade. Na Figura 6 está apresentada uma curva típica de defasagem angular entre rotores de máquinas síncronas após uma perturbação no sistema de transmissão; a excursão angular caracteriza uma condição estável. Na Figura 7, por outro lado, está ilustrada a defasagem angular para uma contingência que levou o sistema à perda de sincronismo.

Figura 6 – Defasagem angular (graus) para um caso estável



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 7 – Defasagem angular (graus) para um caso instável.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O incremento de fontes de geração de energia conectadas por meio de conversores eletrônicos (IBR) têm acarretado mudanças no comportamento dinâmico do sistema elétrico. O aumento da participação de fontes de geração não convencionais está contribuindo para a redução da inércia total do sistema, acarretando impactos na estabilidade angular e nos modos de oscilação eletromecânica dos sistemas de potência (Hatziaargyriou *et al.*, 2021).

A presença das fontes de geração conectadas por conversores (IBR) contribui para alterações nos fluxos de potência nas linhas de interligação entre áreas. Esse fenômeno pode influenciar no amortecimento das oscilações entre as áreas e nas margens de estabilidade transitória (Hatziaargyriou *et al.*, 2021) (Pishbahar, Blaabjerg, Saboori; 2023). De acordo com Hatziaargyriou *et al.* (2021), a maior presença de fontes de geração assíncrona, tem ocasionado alterações nos torques de amortecimento dos geradores síncronos, influenciando, dessa maneira, a capacidade de amortecimento destes equipamentos. Esse comportamento é agravado devido ao deslocamento de geradores síncronos que possuem estabilizadores do sistema de potência, dando lugar a IBR (Hatziaargyriou *et al.*, 2021) (Pishbahar, Blaabjerg, Saboori; 2023). Características como estas comprometem a estabilidade angular entre os rotores das máquinas síncronas.

As simulações realizadas neste trabalho, e apresentadas no capítulo 5, têm como foco a análise da estabilidade angular do sistema de potência, operando apenas com fontes de geração convencionais ou com a presença de fontes de geração eólica e fotovoltaica.

2.3. Estabilidade de frequência

De acordo com Kundur *et al.* (2004), a estabilidade de frequência consiste na capacidade do sistema elétrico de manter a frequência constante após a ocorrência de uma perturbação. Perturbações que ocasionam grande influência sobre a estabilidade de frequência estão relacionadas com o desequilíbrio entre a carga e a geração. Esse fenômeno acarreta na alteração da velocidade de rotação dos rotores das máquinas síncronas, devido ao desequilíbrio entre o torque mecânico e o torque eletromagnético estabelecidos no eixo dos geradores. Alterações na velocidade de rotação das máquinas síncronas influenciam diretamente na frequência elétrica produzida por estes equipamentos.

Alterações de carga e geração ocorrem constantemente durante a operação do sistema de potência. Dessa forma, para garantir a confiabilidade, os sistemas elétricos devem possuir a capacidade de restabelecer os níveis de frequência em casos de desbalanços entre carga e geração. Logo após a ocorrência destes desbalanços, parte da energia cinética armazenada nas inércias das máquinas síncronas é convertida em energia elétrica para suprimento às cargas do sistema. Esse período de resposta do sistema é chamado de resposta inercial.

As fontes de geração de energia conectadas por meio de conversores eletrônicos não apresentam a resposta inercial característica das máquinas síncronas. Dessa forma, com o aumento da penetração destas fontes de geração de energia, a inércia total do sistema elétrico diminui, acarretando variações maiores e mais rápidas nos valores de frequência podendo, assim, levar o sistema a instabilidade de frequência com maior facilidade (Hatziaargyriou *et al.*, 2021) (Shair *et al.*, 2021) (Pishbahar, Blaabjerg, Saboori; 2023).

A redução da inércia total do sistema de potência acarreta maiores variações nos valores de frequência elétrica e, conseqüentemente, maiores taxas de variação da frequência (Rate of Change of Frequency - Rocof). A variação da frequência elétrica, pode ser prejudicial à operação de equipamentos conectados ao sistema de potência, podendo levar a atuação dos sistemas de proteção de usinas eólicas e fotovoltaicas, ocasionando sua desconexão da rede elétrica e agravando as perturbações (Shair *et al.*, 2021) (Pishbahar, Blaabjerg, Saboori; 2023).

Visando auxiliar no controle de frequência, diversos mecanismos são empregados de modo a contribuir nos instantes iniciais após a ocorrência da perturbação. Uma das formas conhecidas atualmente é o armazenamento de energia realizada em algumas usinas fotovoltaicas. Dessa forma, a energia armazenada em baterias é entregue à rede de forma rápida, quando necessário (Pishbahar, Blaabjerg, Saboori; 2023). Outro método empregado baseia-se na utilização de um controlador específico nas usinas eólicas, visando obter a chamada inércia sintética. Este mecanismo simula o comportamento inercial característico das máquinas síncronas (Shair et al., 2021) (Pishbahar, Blaabjerg, Saboori; 2023), e já é um requisito para acesso de usinas eólicas ao sistema elétrico brasileiro.

2.4. Estabilidade orientada por conversor

Os tempos de resposta das malhas de controle e as características dinâmicas das fontes de geração conectadas por meio de conversores eletrônicos têm acarretado grandes desafios para a estabilidade dos sistemas de potência. O conceito de estabilidade orientada por conversor, apresentado por Hatziargyriou *et al.* (2021), tem por objetivo abordar os efeitos decorrentes da ampla integração dos conversores eletrônicos na estabilidade dos sistemas de potência.

Essa classificação de estabilidade abrange os efeitos da interação das malhas de controle dos conversores eletrônicos com os fenômenos existentes nos sistemas de potência. A interação dos controles presentes nos conversores eletrônicos com a dinâmica eletromecânica das máquinas síncronas, bem como os transitórios eletromagnéticos da rede elétrica, pode acarretar oscilações instáveis em uma ampla faixa de frequência (Hatziargyriou *et al.*, 2021).

Interações lentas e rápidas dos controles são caracterizadas com base nas frequências dos fenômenos ocorridos. Fenômenos de instabilidade na qual a frequência apresenta baixos valores são classificados como estabilidade orientada por conversor de interação lenta, enquanto fenômenos cuja frequência apresenta valores altos são denominados como estabilidade orientada por conversor de interação rápida (Giannuzzi et al., 2022).

A estabilidade orientada por conversores de resposta rápida envolve interações de dinâmica rápida que ocorrem entre os sistemas de controle dos conversores eletrônicos com os elementos de resposta rápida presentes no sistema elétrico. Tais interações podem gerar oscilações de alta frequência na rede elétrica causando instabilidades (Hatziargyriou *et al.*, 2021). A atuação simultânea das malhas de controle dos conversores eletrônicos localizados

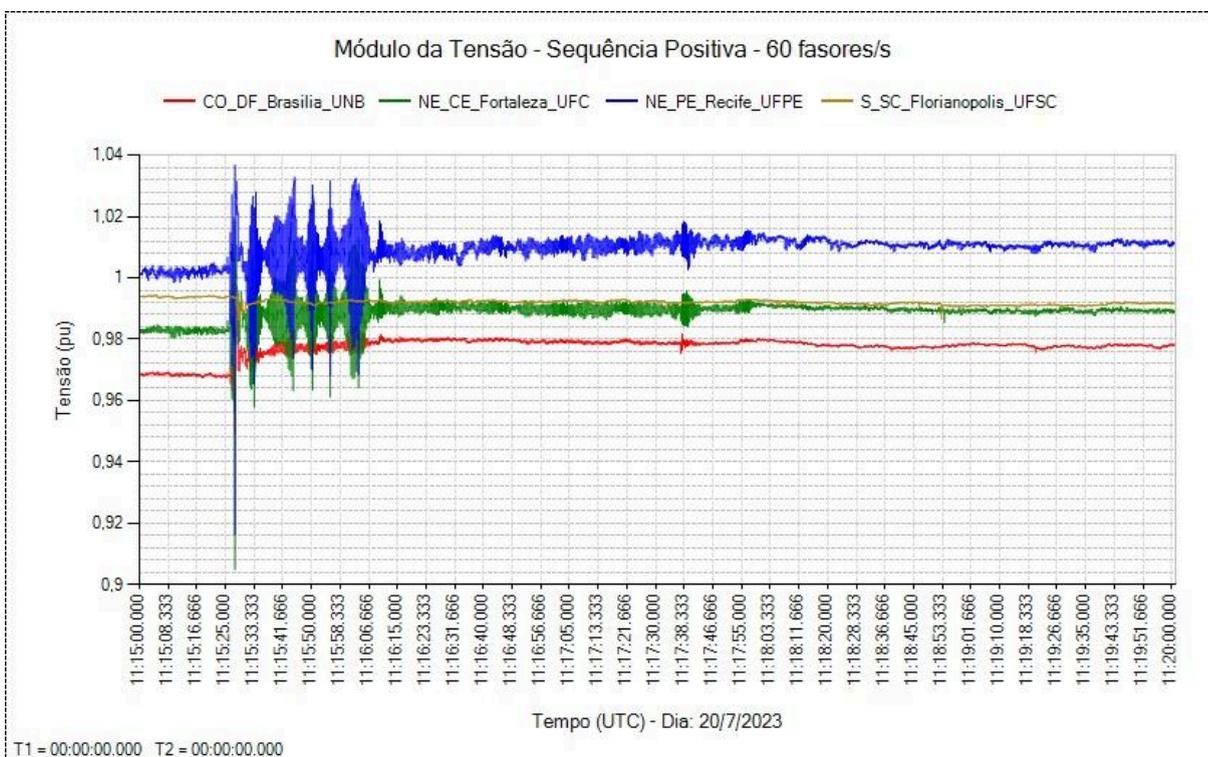
próximos são considerados os principais causadores deste tipo de instabilidade (Hatzargyriou *et al.*, 2021) (Pishbahar, Blaabjerg, Saboori; 2023).

A classificação da estabilidade orientada por conversor de resposta lenta abrange os fenômenos ocorridos na rede elétrica decorrentes da interação dos controladores dos conversores eletrônicos com os componentes de resposta lenta do sistema elétrico. Esse comportamento pode acarretar em oscilações instáveis de baixas frequências (Giannuzzi *et al.*, 2022).

Redes elétricas consideradas fracas e com baixa relação de curto-circuito tendem a sofrer quando sujeitas a grande penetração de fontes de geração de energia conectadas por meio de conversores eletrônicos. Em sistemas com estas características, há uma maior suscetibilidade à ocorrência de instabilidades devido a oscilações de baixa frequência (Hatzargyriou *et al.*, 2021). A interação entre as malhas de controle presentes nos sistemas de potência com os dispositivos de sincronização (*Phase Locked Loop*) presentes nos conversores eletrônicos possui uma grande influência na ocorrência deste tipo de oscilação na rede elétrica (Pishbahar, Blaabjerg, Saboori; 2023).

Como forma de ilustrar os fenômenos envolvidos na estabilidade orientada por conversores eletrônicos, na Figura 8 são apresentados registros de tensão obtidos por PMUs do sistema MedFasee BT instaladas em diversos estados do Brasil, para um evento registrado no dia 27/07/2023, por volta das 11h15. Na figura podem ser observadas oscilações sustentadas, de amplitude da ordem de 5% e de frequência na faixa de 2,5 Hz. As oscilações mais pronunciadas são verificadas na região Nordeste e apresentam características típicas de fenômenos envolvendo a interação entre controladores. Destaca-se que no horário do evento o sistema registrava elevada geração eólica e fotovoltaica na região Nordeste.

Figura 8 – Oscilação no do perfil da tensão do sistema elétrico com origem na interação entre controles



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados do Sistema MedFasee BT.

2.5. Estabilidade de ressonância

De acordo com Hatziaargyriou *et al.* (2021), a ressonância no sistema elétrico pode ocorrer quando a transferência de energia é realizada de maneira oscilatória. Em casos na qual a dissipação da energia não seja suficiente, as oscilações podem aumentar, se manifestando na forma de elevação da tensão, corrente e torque. A instabilidade de ressonância ocorre quando esta elevação ultrapassa limites especificados. O termo estabilidade de ressonância abrange a ressonância subsíncrona, que pode envolver aspectos de natureza eletromecânica (ressonância torcional) ou puramente elétricos.

A ressonância torcional pode ser classificada como ressonância subsíncrona (SSR) e ressonância subsíncrona dependente de dispositivo (DDSSO). A ressonância subsíncrona pode ser observada pela interação existente entre sistemas com compensação série e modos torcionais de unidades geradoras. A ressonância subsíncrona dependente de dispositivo ocorre por meio da interação entre o controle de ação rápida com os modos mecânicos de torção dos eixos dos geradores eletricamente mais próximos. As oscilações causadas por tais

ressonâncias, se não forem amortecidas, podem gerar danos ao conjunto turbina-gerador (Hatziargyriou *et al.*, 2021) (Pishbahar, Blaabjerg, Saboori; 2023).

A ressonância elétrica é causada pela interação entre a compensação série das linhas de transmissão e as características do gerador. De acordo com Hatziargyriou *et al.* (2021), o fenômeno pode ser observado em geradores de indução eólicos de velocidade variável, do tipo duplamente alimentados (DFIG). A ressonância se deve ao fato de o capacitor série da rede elétrica formar um circuito ressonante com a indutância do gerador de indução, em frequências de oscilação subsíncronas. A ressonância elétrica decorrente deste tipo de interação acarreta em uma elevação da corrente e oscilações nos níveis de tensão, podendo causar danos aos geradores e aos equipamentos dos sistemas de transmissão (Hatziargyriou *et al.*, 2021) (Giannuzzi *et al.*, 2022).

2.6. Considerações finais do capítulo

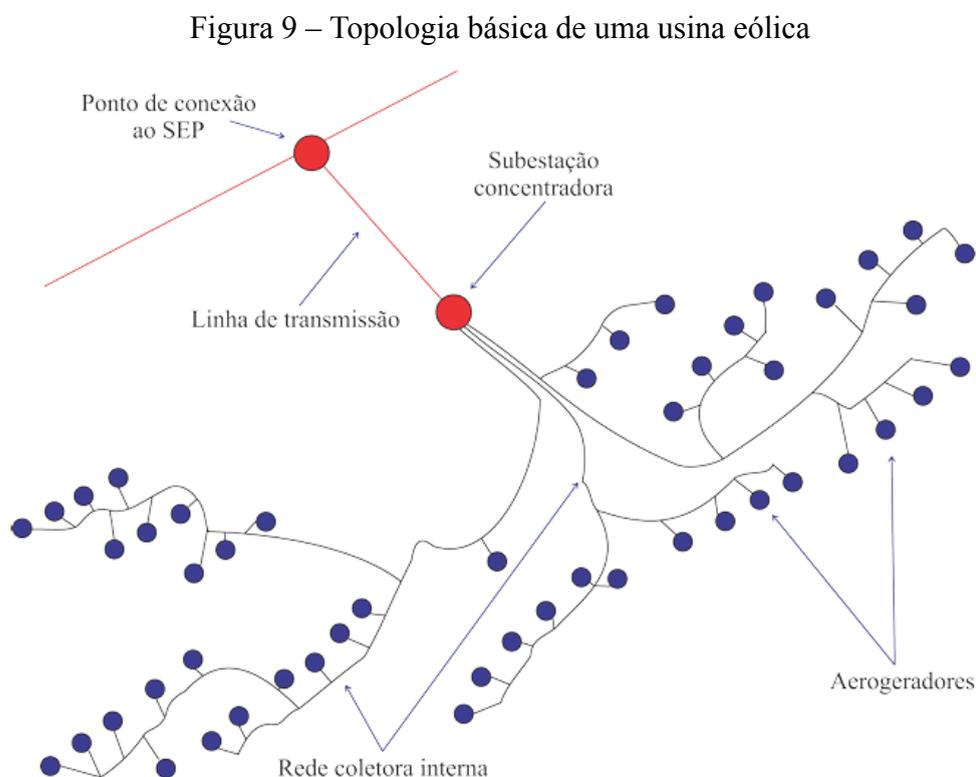
Tendo em vista o exposto no presente capítulo, ressalta-se que as simulações realizadas neste trabalho têm como foco a análise dos efeitos da presença de fontes de geração conectadas por meio de conversores eletrônicos na estabilidade transitória de um sistema elétrico teste. São observados nas simulações fenômenos relacionados à variação angular entre rotores de máquinas síncronas, quedas de tensão no período transitório e recuperação do perfil da tensão após contingências.

3. CARACTERÍSTICAS GERAIS DE CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS E FOTOVOLTAICAS E ASPECTOS DA CONEXÃO À REDE

Neste capítulo serão apresentadas as características gerais das centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas. Dentre os assuntos abordados estão os principais componentes existentes nas usinas, os requisitos exigidos pelo ONS para a conexão das centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas no sistema elétrico e os critérios para estudos de estabilidade eletromecânica para integração das fontes de geração ao sistema.

3.1. Visão geral da central geradora eólica

A central geradora eólica é composta por um conjunto de componentes responsáveis por realizar o processo de conversão, transformação, controle e processamento da energia elétrica entregue ao sistema de potência. Na Figura 9 é apresentada a topologia básica de uma usina eólica.



Fonte: Ponte (2018)

Na sequência estão descritos os componentes básicos de uma central de geração eólica.

TRANSFORMADOR: Tem por principal objetivo realizar a elevação da tensão de saída dos aerogeradores/inversores eletrônicos de modo a compatibilizar com os níveis de tensão da rede coletora de média tensão das usinas (Walantus; 2014) (EPE; 2016) .

BANCO DE CAPACITORES: Tem como principal objetivo o fornecimento da potência reativa, reduzindo a energia reativa absorvida da rede elétrica. Podem ser empregados de forma manobrável em usinas de modo a auxiliar na geração e absorção de potência reativa (Walantus; 2014) .

CONVERSOR ELETRÔNICO: Componente responsável pela conversão da energia proveniente das turbinas eólicas em energia compatível com a rede elétrica. O processo de geração realizado pelos geradores eólicos necessitam de conversores eletrônicos para realizar a compatibilização da frequência das grandezas elétricas de saída dos sistemas eólicos com a frequência do sistema elétrico (Rêgo; 2017) (Parente; 2018).

CONTROLE DE PLANTA: Considerado o ponto de conexão entre as turbinas eólicas, tem por principal objetivo realizar o controle central dos aerogeradores. Este componente realiza o controle do despacho de potência ativa e reativa da usina através do envio de sinais de comando aos inversores (Parente; 2018).

SUBESTAÇÃO: É o componente presente nas centrais geradoras responsável por realizar a proteção, manobra, medição e transformações da energia entregue ao sistema de transmissão. Através dos equipamentos presentes na subestação é realizada a compatibilização dos níveis de tensão da rede coletora das usinas eólicas com os níveis de tensão do sistema de transmissão, de modo a viabilizar a conexão com a rede elétrica (Farias; 2020).

SISTEMAS DE PROTEÇÃO: Conjunto de componentes presentes na subestação e na estrutura dos aerogeradores de modo a fornecer a proteção durante a ocorrência de falhas e surtos na rede elétrica. Tais dispositivos têm por objetivos evitar a propagação dos efeitos decorrentes de curtos-circuitos e sobretensões, por exemplo, ocorridas no sistema elétrico (Farias; 2020).

REDE COLETORA: Com o objetivo de escoar a energia produzida pelos aerogeradores para o sistema elétrico, as centrais geradoras eólicas possuem uma rede coletora interna que realiza

a conexão dos geradores eólicos com a subestação. De modo a otimizar a transmissão da energia, minimizando as perdas, são empregados níveis de tensão variando entre 13,8 kV a 34,5 kV. O fornecimento da energia à subestação pode ser realizado por meio de redes de média tensão subterrâneas ou aéreas (Farias; 2020).

AEROGERADOR: Componente responsável por realizar a conversão da energia proveniente do vento em energia elétrica. Sob o ponto de vista elétrico, os geradores eólicos são classificados de acordo com a velocidade de rotação e o tipo de conexão com o sistema de transmissão. Dentre os principais tipos de aerogeradores, há os de velocidade fixa e velocidade variável. Devido às limitações apresentadas pelos aerogeradores de velocidade fixa atualmente não é mais empregado este tipo de tecnologia nas centrais geradoras eólicas (EPE; 2016) (Farias; 2020).

3.1.1. Tipos de aerogeradores

O processo de geração de energia em usinas eólicas consiste na conversão da energia cinética proveniente do vento em energia elétrica, por meio da movimentação das pás acopladas aos geradores eólicos. As tecnologias empregadas nestes geradores e o tipo de conexão com a rede influenciam diretamente na capacidade de geração das usinas eólicas.

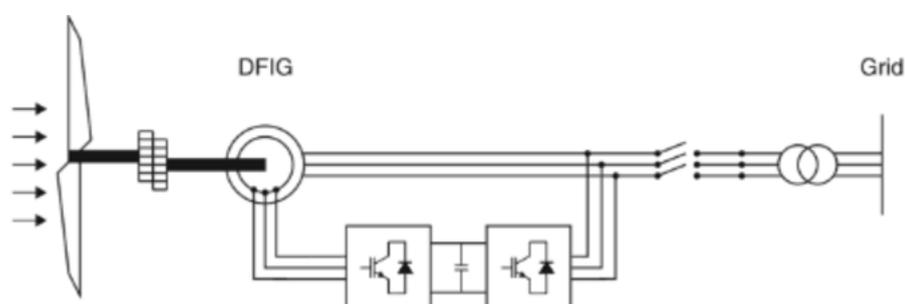
Geradores eólicos de velocidade variável possuem ampla utilização nos sistemas eólicos atuais devido à maior flexibilidade e eficiência na geração. Tendo em vista o exposto, serão apresentadas as principais características da topologia deste tipo de gerador. A classificação apresentada neste capítulo está de acordo com a Western Electricity Coordinating Council (WECC).

3.1.1.1. Tipo III - Gerador eólico de indução duplamente alimentado (DFIG)

O sistema eólico em questão é composto por geradores de indução duplamente alimentados (DFIG). Neste modelo, a conexão do rotor com a rede elétrica é realizada por meio de conversores eletrônicos, enquanto o estator é conectado diretamente à rede. Essa característica possibilita que a velocidade de rotação dos rotores varie em aproximadamente 30%, acarretando em uma ampliação da faixa de operação dos geradores eólicos (Xu *et al*; 2018) (Sun, Wu; 2018) (Campo, Ferrari; 2021). Na Figura 12 é apresentado o esquema de conexão do sistema eólico tipo III.

A maior flexibilidade de operação dos geradores acarreta um aumento da extração de energia proveniente dos ventos quando comparado aos modelos de geradores conectados diretamente à rede elétrica. Através do conversor eletrônico é possível realizar o controle das potências ativas e reativas entregues à rede elétrica, agregando assim, maior controle no despacho de potência e contribuindo para o controle de tensão no ponto de conexão com a rede elétrica (Sun, Wu; 2018). Características como esta, agregam maior eficiência na geração de energia contribuindo para a maior aplicabilidade deste modelo nas usinas eólicas atuais.

Figura 12 – Esquema de conexão de gerador eólico tipo III



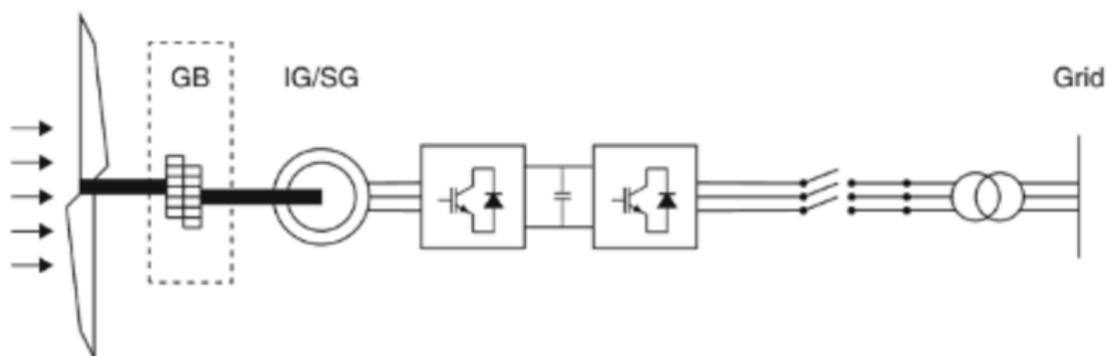
Fonte: Sun, Wu (2018).

3.1.1.2. Tipo IV - Gerador eólico com conversor pleno (FULL CONVERTER)

O esquema é caracterizado pela conexão dos geradores eólicos à rede por meio de conversores eletrônicos, possibilitando que o sistema opere de modo desacoplado com a rede elétrica. Sob o ponto de vista eletromecânico, esse tipo de conexão possibilita que os geradores variem a velocidade de rotação em função da velocidade do vento ao qual está exposto. Dessa forma, a eficiência de geração é maximizada pois os geradores possuem a capacidade de trabalhar no ponto de máxima extração de energia, a exemplo do que ocorre no tipo III (Parente; 2018).

O esquema é composto pelo gerador eólico e por conversores eletrônicos, conforme apresentado na Figura 13. Os conversores eletrônicos têm por principal objetivo realizar a conversão da energia elétrica de modo a compatibilizar com a frequência elétrica da rede ao qual está conectado. Por meio deste componente é realizado o controle e a compensação de potência reativa por parte dos geradores eólicos (Parente; 2018) (Rêgo; 2017) (Sun, Wu; 2018). Essa característica possibilita o controle de tensão no ponto de conexão com a rede elétrica.

Figura 13 – Esquema de conexão de gerador eólico tipo IV



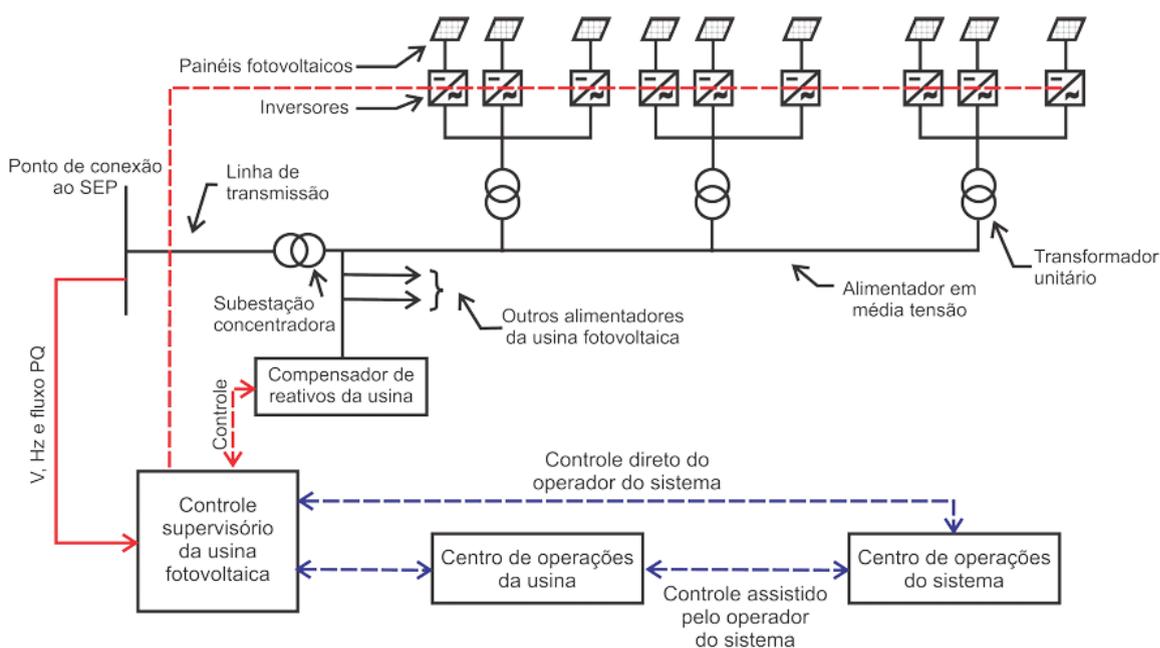
Fonte: Sun, Wu (2018).

No Brasil, a conexão das usinas eólicas com os sistemas de transmissão somente será autorizada se forem cumpridos, entre outros requisitos, aqueles constantes do submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede do ONS. Tais requisitos são apresentados com maiores detalhes na seção 3.4 do presente capítulo.

3.2. Visão geral da central geradora fotovoltaica

A central geradora fotovoltaica é composta por um conjunto de componentes responsáveis por realizar o processo de conversão, transformação, controle e processamento da energia elétrica entregue ao sistema de potência. Na Figura 14 é apresentada a configuração típica de uma central geradora fotovoltaica (Parente; 2018).

Figura 14 – Configuração típica de uma usina fotovoltaica



Fonte: Parente (2018)

Na sequência estão descritos os componentes básicos de uma central de geração fotovoltaica.

CONVERSOR ELETRÔNICO: Componente responsável por realizar a conversão das grandezas elétricas em corrente contínua provenientes dos módulos fotovoltaicos em corrente alternada. O conversor eletrônico realiza o processamento e a compatibilização da energia de modo a possibilitar a conexão com a rede elétrica (Oliveira; 2020) (Kumar, Subathra, Moisés; 2018).

TRANSFORMADOR: Componente responsável por ajustar os níveis de tensão entregue pelos inversores, de modo a possibilitar a conexão com a rede de média tensão presente no interior das usinas fotovoltaicas (Zidane *et al.*; 2023).

CONTROLE DE PLANTA: Componente de controle central da usina fotovoltaica responsável por enviar os sinais de comando de potência ativa e reativa para os conversores eletrônicos (Oliveira; 2020).

SUBESTAÇÃO: A subestação presente nas usinas fotovoltaicas compreende os equipamentos necessários para realizar a elevação dos níveis de tensão no ponto de conexão com o sistema de transmissão. De modo a viabilizar a conexão com a rede elétrica, a subestação tem como principal objetivo a adequação do nível de tensão da rede coletora das usinas com a tensão do sistema elétrico (Netto; 2023).

SISTEMAS DE PROTEÇÃO: Dispositivos responsáveis por minimizarem os efeitos de distúrbios ocorridos nas centrais geradoras fotovoltaicas. Em condições de curto-circuito e sobretensões, por exemplo, esses componentes atuam de modo a evitar a propagação do evento (Netto; 2023).

DISPOSITIVOS DE COMPENSAÇÃO DE REATIVOS: Componente empregado em usinas fotovoltaicas de modo a auxiliar na compensação de potência reativa do sistema. Tais dispositivos complementam a capacidade de geração e absorção de potência reativa por parte dos conversores eletrônicos (Parente; 2018).

REDE COLETORA: A conexão dos módulos fotovoltaicos com a subestação é realizada por meio de uma rede de média tensão interna. A rede coletora das usinas fotovoltaicas opera com

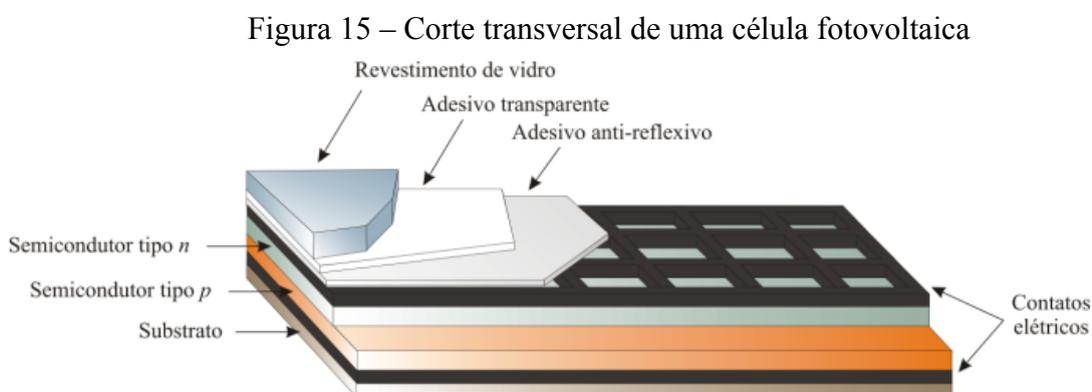
níveis de tensão típicos variando entre 13,8 kV e 34,5 kV, podendo apresentar estrutura subterrânea ou aérea (Parente; 2018).

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS: São os componentes responsáveis por realizar a conversão da radiação solar em energia elétrica. Os módulos fotovoltaicos são compostos por uma associação de células que ao entrarem em contato com a luz solar produzem corrente elétrica (Martins, Coelho, Santos; 2011) (Oliveira; 2020).

3.2.1. Módulos fotovoltaicos

Em uma usina fotovoltaica, os módulos desempenham o papel fundamental de conversão de energia através da absorção da radiação solar. Os componentes básicos que constituem os módulos são as células fotovoltaicas. Por meio da associação de células são obtidos os módulos, e estes ao serem combinados em série ou em paralelo formam os arranjos fotovoltaicos presentes nas usinas.

As células fotovoltaicas são compostas por várias camadas de materiais, dentre as quais estão o revestimento de vidro, os contatos elétricos, suportes rígidos e o material semicondutor, conforme apresentado na Figura 15. O material semicondutor está presente nas células fotovoltaicas por meio dos substratos com dopagem tipo p e tipo n, que são responsáveis por realizar o processo de absorção da radiação solar e converter em energia elétrica. Por meio da incidência solar na junção pn, surge uma corrente elétrica que flui pelo material e é extraída por meio dos contatos elétricos, sendo disponibilizada nos terminais dos módulos fotovoltaicos (Martins, Coelho, Santos; 2011).

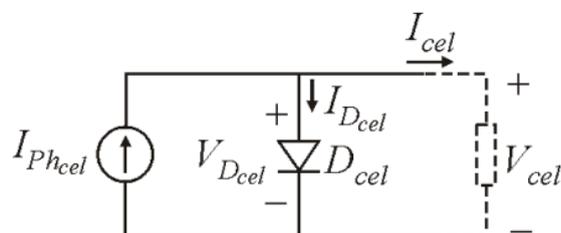


Fonte: Martins, Coelho, Santos (2011)

Por apresentar tal comportamento, o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica é descrito como sendo uma fonte de corrente em paralelo com um diodo. A fonte de corrente

ilustra o processo de geração de corrente por meio da absorção da radiação solar e o diodo representa o comportamento da junção pn (Martins, Coelho, Santos; 2011).

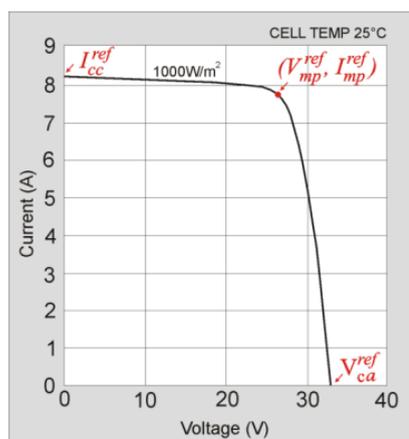
Figura 16 – Circuito elétrico equivalente de células fotovoltaicas



Fonte: Martins, Coelho, Santos (2011)

A geração de potência pelos módulos fotovoltaicos não é linear, sendo assim, para determinadas condições de corrente e tensão pode haver redução na geração de energia (Martins, Coelho, Santos; 2011). A curva de potência apresenta o ponto de máxima geração, identificado pelos valores $(V_{mp}^{ref}$ e $I_{mp}^{ref})$, na qual a corrente e a tensão correspondente apresentam as melhores condições de geração, conforme apresentado na Figura 17.

Figura 17 – Curva V-I de módulos fotovoltaicos



Fonte: Martins, Coelho, Santos (2011)

No Brasil, a conexão das usinas fotovoltaicas com a rede básica somente será autorizada se forem cumpridos, entre outros requisitos, aqueles constantes do submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede do ONS. Tais requisitos são apresentados com maiores detalhes na seção 3.4 do presente capítulo.

Na fase de projeto e especificação dos componentes da planta, caso os inversores eletrônicos não apresentem a capacidade mínima de geração e absorção de potência reativa exigida pelo ONS, deve-se empregar uma maneira alternativa de compensação que possibilite

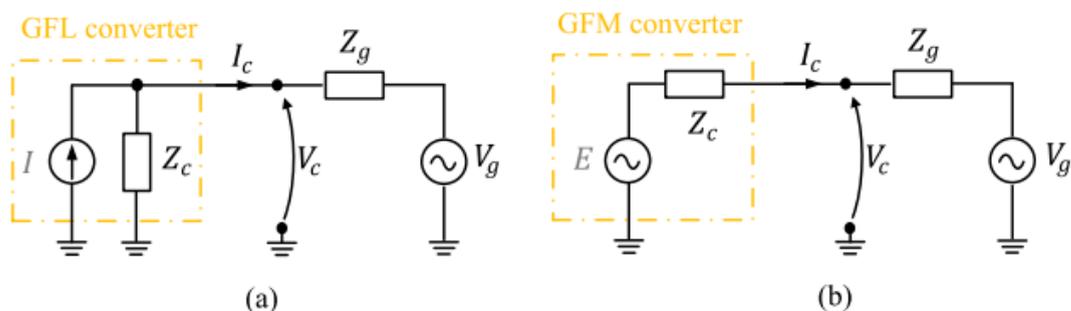
a operação da usina dentro da faixa estipulada nos Procedimentos de Rede. Em algumas usinas são empregados bancos de capacitores e/ou reatores manobráveis, que realizam a compensação de reativos quando solicitado (Parente; 2018).

3.3. Conversores grid-forming e grid-following

O crescimento da participação das fontes de geração de energia renováveis conectadas por meio de conversores eletrônicos, associado à expansão dos sistemas de transmissão em corrente contínua, tem agregado um alto nível de complexidade na operação dos sistemas de potência (Rodríguez *et al.*; 2021). A utilização massiva dos conversores eletrônicos para a conexão das fontes de geração eólica e fotovoltaica têm contribuído para alterações na resposta dinâmica dos sistemas elétricos. Comportamentos adversos entre os sistemas de controle dos conversores eletrônicos com componentes existentes nos sistemas de potência tem resultado em maiores desafios para a garantia da estabilidade do sistema elétrico (Hatziaargyriou *et al.*, 2021).

As fontes de geração de energia eólica e fotovoltaica realizam a interface com a rede elétrica por meio de conversores eletrônicos. A conexão com o sistema de transmissão apresenta características distintas de acordo com o conversor empregado. O conversor tipo formador de rede (*Grid-forming*) apresenta o comportamento semelhante a uma fonte de tensão, com baixa impedância em série, enquanto o conversor tipo seguidor de rede (*grid-following*) pode ser representado por um fonte de corrente com alta impedância em paralelo, conforme apresentado na Figura 18 (Rosso *et al.*, 2021).

Figura 18 – Representação de conversores Grid following (a) e conversores Grid forming (b)



Fonte: Rosso *et al.* (2021).

Por possuir características semelhantes a uma fonte de tensão, o conversor tipo *Grid-forming* (GFM) realiza o controle da potência injetada na rede por meio da regulação da tensão nos terminais, apresentando dessa forma, uma tensão de referência para as cargas e

demais componentes do sistema. Por essa razão, estes conversores podem operar de modo autônomo, sem a presença de máquinas síncronas conectadas à rede (Du *et al.*; 2021).

Os conversores tipo *grid-following* (GFL) diferem dos *Grid-forming* (GFM) por realizarem a injeção de corrente na rede como forma de controle de potência ativa e reativa. Essa característica implica na necessidade de uma malha de sincronismo (*Phase Locked Loop*) que realiza a adequação da fase da corrente injetada através do ângulo de referência obtido da rede (Du *et al.*; 2021).

De acordo com Rosso *et al.* (2021), trabalhos recentes apontam a influência das malhas de sincronização (*Phase Locked Loop*) na estabilidade dos sistemas de potência. A margem de estabilidade de um único conversor *grid-following* pode sofrer redução em decorrência da presença de outros conversores semelhantes nas proximidades do ponto de conexão com a rede. Interações mútuas entre estas malhas possuem maiores impactos em redes com relação de curto-circuito baixa. A instabilidade tende a ocorrer devido à tentativa do conversor de sincronizar com a tensão no ponto de conexão comum, que pode sofrer grandes variações em decorrência da corrente de saída em redes com baixa relação de curto-circuito (Rosso *et al.*, 2021).

Dentre os pontos observados em estudos recentes, ressalta-se o processo de sincronização dos conversores *Grid-forming*, que ocorre por meio da potência ativa de saída. Essa característica contribui para que estes conversores permaneçam sincronizados em redes elétricas com baixa relação de curto-circuito. Entretanto, em redes com relação de curto-circuito alto, alterações na diferença de fase entre o conversor e as tensões da rede podem acarretar em variações da potência ativa de saída, contribuindo para a perda de sincronismo dos conversores com a rede elétrica (Rosso *et al.*, 2021).

Dentre as tecnologias citadas, os conversores *grid-following* apresentam maior empregabilidade nas centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas atualmente (Pattabiraman, Lasseter, Jahns; 2018) (Alves, Álvarez, Knuppel; 2022). Apesar da falta de suporte à rede elétrica por partes destes componentes, a simplicidade deste equipamento contribui para a sua ampla utilização nas usinas eólicas e fotovoltaicas (Li, Gu, Green; 2022).

Em decorrência dos fenômenos adversos ocorridos na hipótese da ampla utilização dos conversores eletrônicos *grid following*, vem sendo estudado a ampliação da utilização dos conversores *Grid-forming* como forma de conexão da geração eólica e fotovoltaica (Rosso *et al.*, 2021).

3.4. Requisitos e critérios para a conexão de centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas ao sistema de transmissão

No presente capítulo, são apresentados os requisitos técnicos mínimos preconizados nos Procedimentos de Rede para a conexão das centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas aos sistemas de transmissão. Adicionalmente, são abordados os critérios para estudos de estabilidade eletromecânica no SIN. Com base nestes critérios e requisitos são realizadas as análises apresentadas no capítulo de resultados.

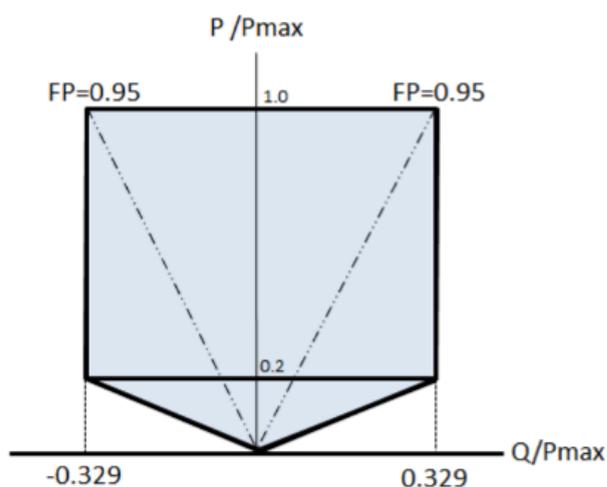
3.4.1. Requisitos técnicos para a conexão de centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) avalia as conexões das centrais geradoras ao sistema de transmissão com base nos requisitos do submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede. Neste item são relacionados os requisitos mínimos, constantes do referido do submódulo, que tratam da conexão das centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas às instalações do Sistema Interligado Nacional (ONS, 2023).

3.4.1.1. Geração e absorção de potência reativa

De acordo com o submódulo 2.10, as usinas geradoras devem apresentar estruturas que possibilitem a geração e absorção de potência reativa da rede quando necessário. O dimensionamento dos recursos para injeção/absorção de potência reativa a serem disponibilizados nas usinas deve ter como referência as faixas apresentadas na Figura 19.

Figura 19 – Faixa de geração/absorção de potência reativa



Fonte: ONS (2023)

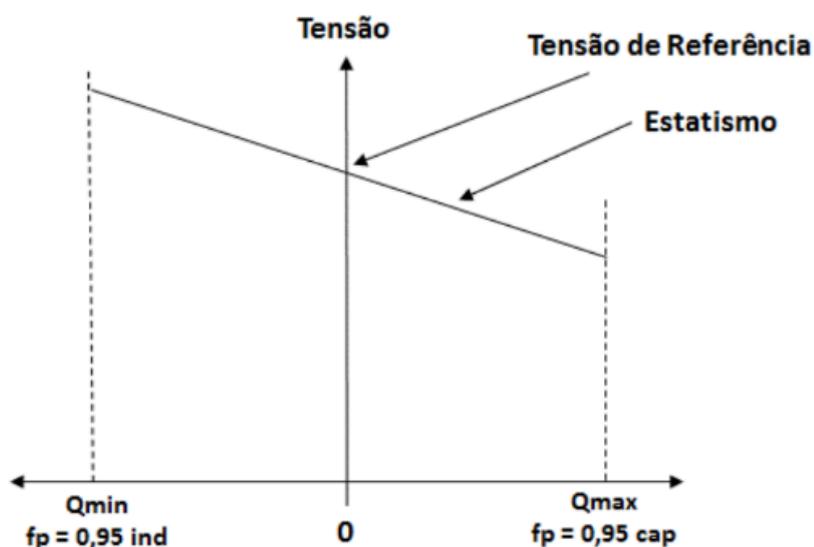
Na Figura 19 são apresentados os limites de injeção e absorção de potência reativa para os quais as centrais geradoras devem dispor de recursos para operar. Em caso de não haver fluxo de potência ativa por parte dos geradores, a central geradora deverá possuir mecanismos de controle que possibilitem a não injeção ou absorção de potência reativa, ficando a usina apenas conectada ao sistema, mas sem haver fluxo de potência reativa entre ambas as partes (ONS, 2023).

3.4.1.2. Controle de tensão, potência reativa e fator de potência

A central geradora deverá ser capaz de operar no modo de controle de tensão, controle de potência reativa e controle de fator de potência. É determinado pelo ONS que o modo de controle de tensão será selecionado para a operação em regime normal. Neste modo de controle deverá ser realizado o monitoramento dos níveis de tensão da barra de referência de alta tensão da subestação, de modo a contribuir com o controle do perfil da tensão da rede (ONS, 2023).

A variação da tensão de referência permitida para este modo de controle deverá permanecer entre 95% a 105% com relação à tensão nominal. No que se refere ao estatismo, este deve variar entre 0% a 7%, com valor padrão de 2%, na base da potência reativa nominal. Na Figura 20 está indicado o perfil de controle de tensão em função do fator de potência (ONS, 2023).

Figura 20 – Perfil do controle de tensão da central geradora.



Fonte: ONS (2023)

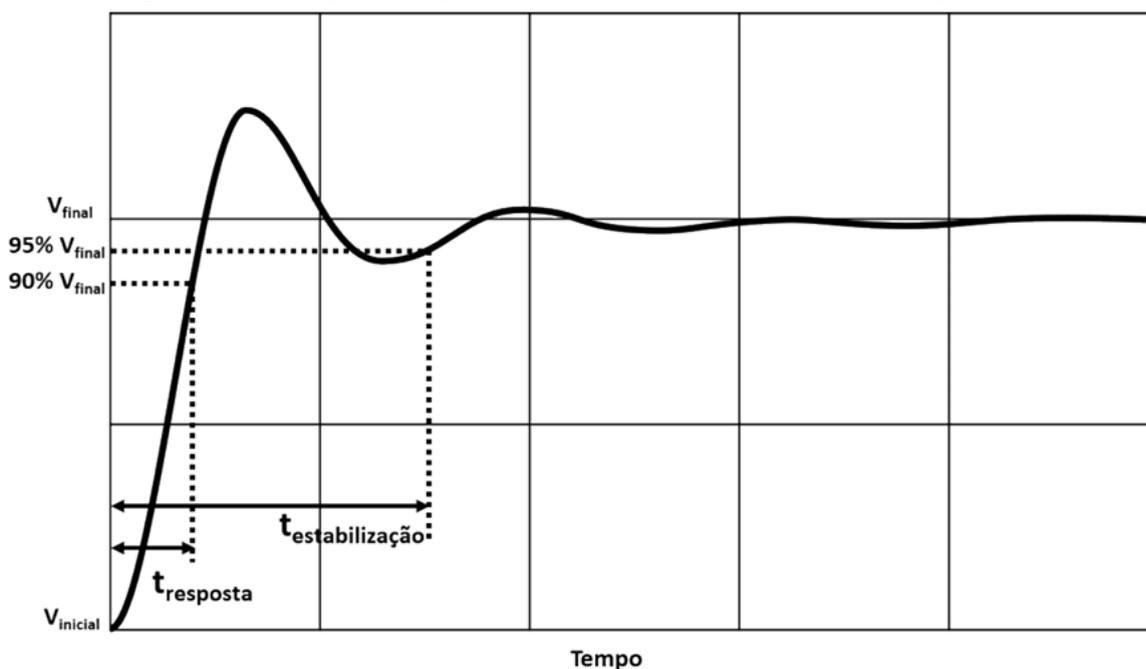
Embora não seja utilizado em condições normais de operação do sistema, a usina também deverá dispor de malhas de controle de potência reativa e fator de potência

3.4.1.3. Desempenho dinâmico do controle de tensão

Ao ser aplicado um degrau de tensão na barra de referência, a central geradora eólica deverá ser capaz de apresentar um desempenho dinâmico em conformidade com os Procedimentos de Rede. Para o controle transitório da tensão é exigido que o tempo de reação, tempo de resposta e tempo de estabilização estejam dentro dos valores apresentados no submódulo 2.10.

O tempo de reação é caracterizado por ser o período necessário para o início da atuação do controle após a variação da tensão em degrau no barramento de referência; o valor máximo exigido pelo ONS é de 0,2 segundos. Para o tempo de resposta, é necessário que a central geradora eólica atinja 90% da tensão final em um período de até 10 segundos. E por fim, tempo de estabilização é o período na qual a tensão no ponto de conexão deverá ficar acima de 95% e abaixo de 105% do valor final; esse controle deverá ser realizado em até 20 segundos (ONS, 2023). Na Figura 21 estão ilustrados os requisitos de desempenho dinâmico do controle de tensão.

Figura 21 – Tempo de resposta do controle de tensão da central geradora.



Fonte: ONS (2023).

3.4.1.4. Operação em regime de tensão na nominal

Com relação aos níveis de tensão, a faixa de operação estabelecida pelo ONS para a condição de operação normal varia de acordo com o nível de tensão nominal de operação no ponto de conexão com a rede. Com base no do submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede são apresentadas as faixas admissíveis de operação, conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Tensão admissível entre fases a 60 Hz.

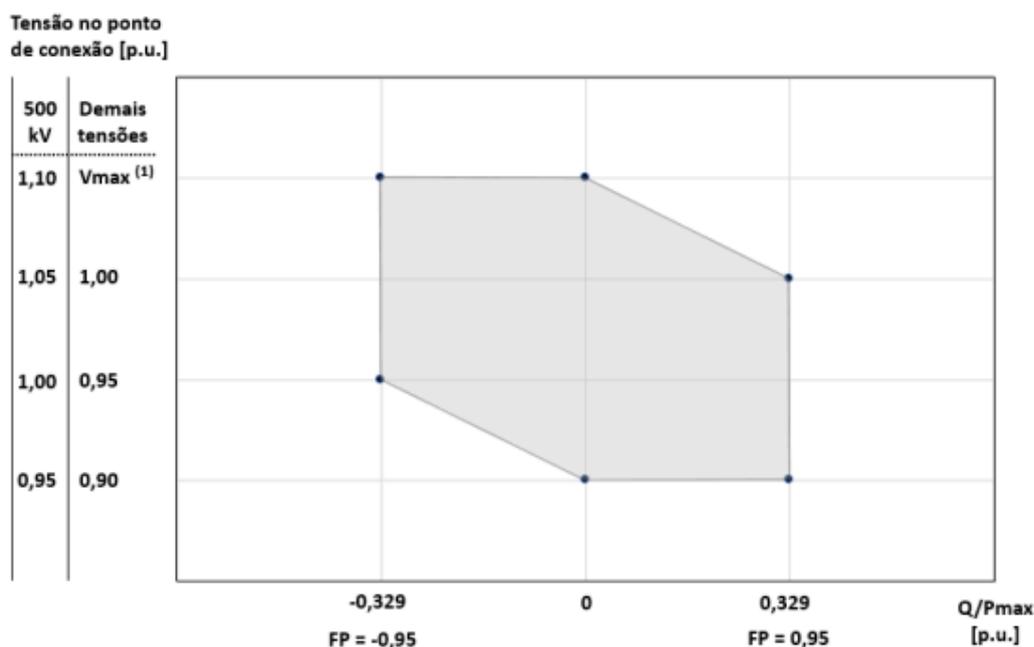
Tensão nominal de operação	Condição operativa normal		Condição operativa sob contingências	
	(kV)	(p.u.)	(kV)	(p.u.)
< 230	-	0,95 a 1,05	-	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,048	475 a 550	0,90 a 1,048
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

Fonte: ONS (2022)

Dessa forma, é exigido que a usina tenha a capacidade de operar dentro das faixas permitidas durante todo o período de funcionamento. Em situações de operação fora da faixa nominal, a usina deverá ser capaz de operar com nível de tensão da Rede Básica entre 0,9 e 0,95 pu da tensão nominal por um período mínimo de 5 segundos, para sistemas de 500 kV. Para os demais níveis de tensão, a faixa de variação da tensão deverá ser de 0,85 a 0,9 p.u. da tensão nominal por um período mínimo de 5 segundos (ONS, 2023).

No que se refere ao atendimento do fator de potência em regime de operação não nominal, na Figura 22 está ilustrada a região para a qual a usina deve dispor de recursos de absorção/injeção de potência reativa, a depender da magnitude da tensão no ponto de conexão. (ONS, 2023).

Figura 22 – Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão.



Nota 1.

Para os níveis de tensão 440 kV e 765 kV: 1,046 p.u.; para o nível de tensão 525 kV: 1,048 p.u.; para os demais níveis de tensão da Tabela 1 do submódulo 2.3: 1,05 p.u.

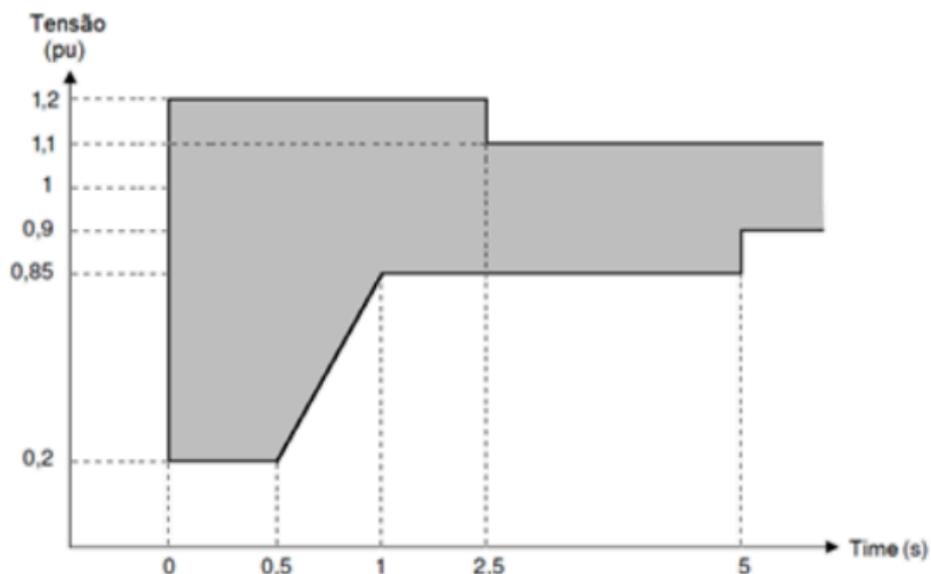
Fonte: ONS (2023)

Em situação de sobretensão, para sistemas de 500 kV, a central geradora deverá possibilitar a operação da tensão entre 1,1 e 1,2 p.u. da tensão nominal por um período mínimo de 2,5 segundos. Para os demais níveis de tensão nominal de operação, a condição de sobretensão na qual a central geradora deverá operar é de 0,1 pu acima da tensão máxima de operação para condições de contingências, por um período mínimo de 2,5 segundos (ONS, 2023). Na Figura 23 é apresentada a faixa de operação da tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores da central geradora.

Em casos de realização de manobras nas usinas, níveis de tensão no ponto de conexão com o sistema elétrico devem permanecer dentro da faixa de operação estabelecida, não podendo haver variação superior a 5% durante o período de execução da manobra (ONS, 2023).

A central geradora deve manter-se conectada ao sistema de transmissão quando é submetida a determinadas variações de tensão, decorrentes de distúrbios na rede. A desconexão é vedada caso a variação das tensões nos terminais dos aerogeradores ou inversores permaneça dentro da região ilustrada na Figura 23, considerando os tempos e valores de tensão estipulados conforme apresentado na Figura 23. (ONS, 2023).

Figura 23 – Tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores da central geradora.



Fonte: ONS (2023)

3.4.1.5. Potência ativa de saída

Durante o restabelecimento do fornecimento de energia pela central geradora após uma contingência, a retomada de potência ativa de saída deverá atingir o patamar de 85% do valor anterior à falta dentro de um período de 4 segundos após a tensão recuperar 85% do valor nominal. A retomada de potência ativa deverá acontecer de modo gradativo, por meio de uma rampa de recuperação determinada pelo ONS, visando evitar maiores impactos no sistema (ONS, 2023).

Sob condições de tensão entre 0,85 e 1,1 p.u., de frequência entre 58,5 e 60 Hz, não é permitida a desconexão ou redução da potência ativa de saída entregue ao sistema elétrico. Em casos no qual o sistema apresente subfrequências entre 57 e 58,5 Hz, é permitida a redução em 10% do valor da potência ativa de saída (ONS, 2023).

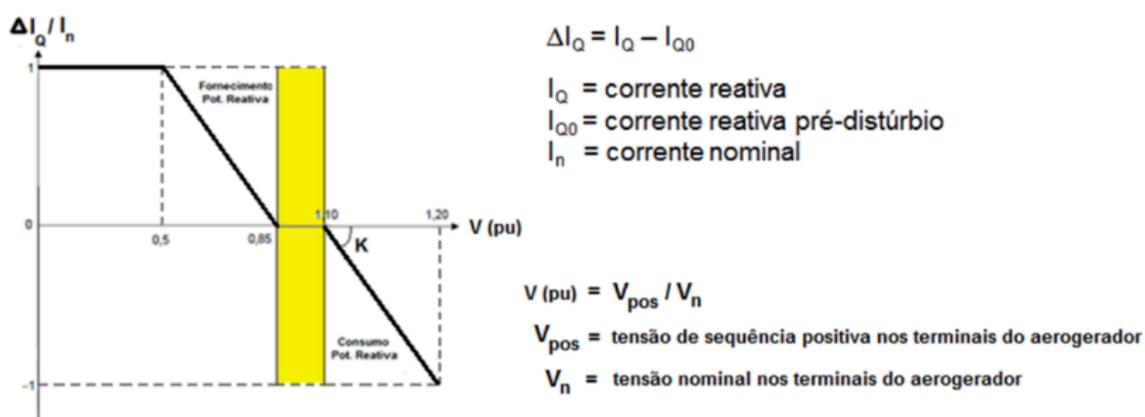
3.4.1.6. Participação em sistema especial de proteção

Com o objetivo de auxiliar na manutenção da segurança operativa do sistema, as usinas deverão ter a capacidade de realizar a desconexão automática ou redução da geração de potência ativa quando solicitados pelo ONS (ONS, 2023).

3.4.1.7. Injeção de corrente reativa

A central geradora deve dispor de mecanismos que auxiliem no suporte dos níveis de tensão da Rede Básica caso haja variações transitórias da tensão. Dessa forma, as unidades geradoras devem ser capazes de injetar corrente reativa adicional na rede elétrica caso a tensão de sequência positiva apresente valores inferiores a 85% e absorver corrente reativa caso a tensão de seja superior a 110%. A compensação de corrente reativa por parte das unidades geradoras deve iniciar em período de até 30 ms após a detecção do distúrbio (ONS, 2023). Na Figura 24 estão ilustradas as referências para o mecanismo de suprimento de corrente reativa.

Figura 24 – Requisito para injeção de corrente reativa sob defeito.



Fonte: ONS (2023)

3.5. Critérios para estudos de estabilidade eletromecânica

Neste item são relacionados os critérios e premissas para estudos de estabilidade eletromecânica estabelecidos no submódulo 2.3, também válidos para a integração de usinas eólicas e fotovoltaicas.

Dentre as premissas para estudos de sistemas de corrente alternada devem ser seguidos alguns aspectos para a modelagem do sistema. As centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas que possuam malhas de controle com constantes de tempo compatíveis com as dinâmicas dos fenômenos eletromecânicos existentes no sistema de potência devem ser representadas nos estudos (ONS, 2022).

Em casos de aberturas abruptas no sistema de transmissão, com ou sem a existência de curtos-circuitos monofásicos, o sistema elétrico deverá possuir a capacidade de permanecer

operando de maneira estável para qualquer condição de carga, mesmo sem atuação do religamento automático das linhas de transmissão (ONS, 2022).

Contingências simples e duplas que acarretem a perda de parte ou da totalidade das linhas de transmissão que realizam a interligação entre as áreas do sistema elétrico, não devem afetar a estabilidade do sistema de potência. Sendo assim, os subsistemas ilhados que resultam dessas aberturas devem permanecer operando de maneira estável após a contingência, garantindo a faixa de operação de tensão admissível, as condições de operação nominal dos equipamentos e minimizando o desligamento de cargas e equipamentos conectados à rede elétrica (ONS, 2022).

Para a avaliação da estabilidade após uma situação de contingência deve-se considerar que a tensão mínima na primeira oscilação não deve ser inferior a 60% do valor nominal ou de 63% para a tensão de 500kV. Com relação às demais oscilações, a tensão não deve ser inferior a 80% do valor nominal ou de 84% para a tensão de 500kV (ONS, 2022).

Para a simulação dinâmica, a variação da tensão entre o instante inicial e final da simulação não deve ultrapassar 10% da tensão nominal. E por fim, após decorrido 10 segundos da extinção do distúrbio, a amplitude máxima das oscilações de tensão deve ser igual a 2% em valor absoluto (ONS, 2022).

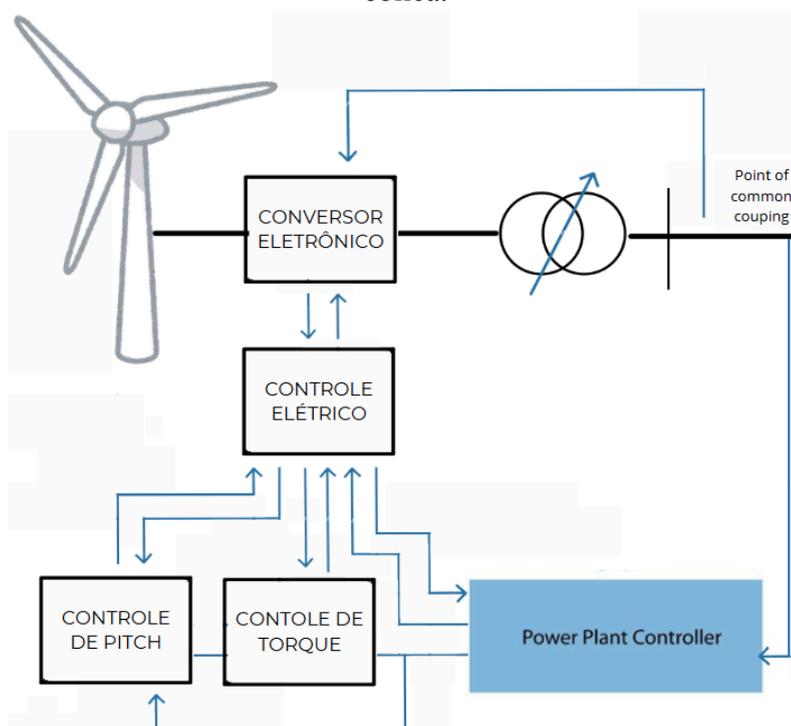
4. CONTROLE DE CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS E FOTOVOLTAICAS

Neste capítulo são abordadas as estruturas básicas de controle das usinas eólicas e fotovoltaicas, de modo a compreender o princípio de funcionamento e a integração entre as malhas de controle. Os modelos abordados nesta seção tem como referência os trabalhos de Fortmann *et al.* (2015) e Machlev *et al.* (2020) e da Western Electricity Coordinating Council (WECC). Ambos os modelos apresentam uma estrutura de controle semelhante, porém com malhas específicas para cada tipo de geração.

4.1. Estrutura básica de controle da central geradora eólica

A estrutura básica de controle de uma usina eólica compreende controles a nível global e a nível local. Tal estrutura de controle possui níveis hierárquicos, ficando a cargo do controle de planta o monitoramento centralizado de toda a usina. Os controles centrais realizam a interação com a rede elétrica e proporcionam recursos importantes para a conexão das centrais geradoras com o sistema de transmissão (Dotta, Motta, Wilches-Bernal; 2019). Através do controle central da usina são distribuídos sinais de controle para os conversores eletrônicos e para as turbinas eólicas. Na Figura 25 é apresentado o diagrama esquemático simplificado da estrutura de controle de uma central geradora eólica.

Figura 25 – Diagrama esquemático simplificado da estrutura de controle da central geradora eólica.



Fonte: Adaptado de Dotta e Motta (2017).

A estrutura de controle de uma usina eólica apresentada por Fortmann *et al.* (2015) e Pourbeik *et al.* (2013) evidencia os níveis hierárquicos, demonstrando as interações entre os blocos. O modelo de gerador considerado é referente ao tipo 3 da WECC, ou seja, DFIG. Na Figura 26 é apresentado o diagrama de blocos da estrutura de controle da central geradora eólica.

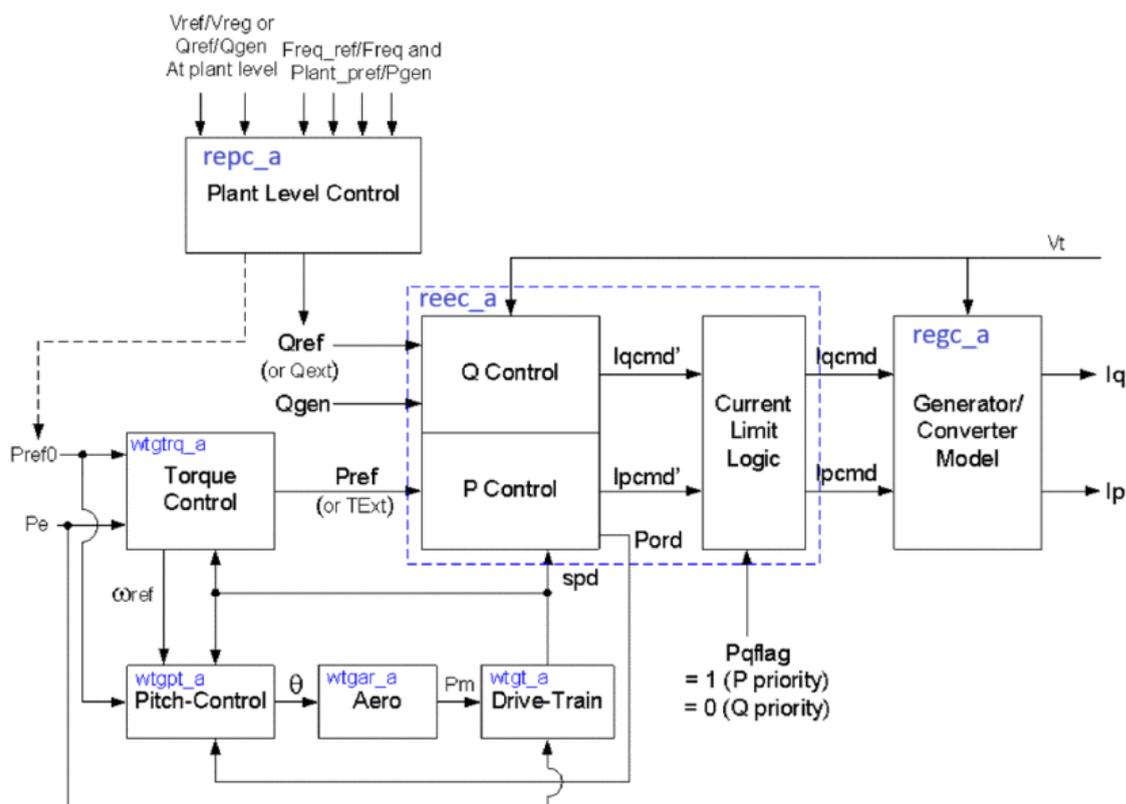
O bloco denominado Plant Level Control (REPC) é o componente responsável pelo controle centralizado da usina eólica. Por meio deste controlador são enviados sinais de referência de potência ativa e reativa ao bloco de controle elétrico (REEC). O controle local (REEC) atuará diretamente nos geradores eólicos (REGC) de modo a garantir a entrega de energia ao sistema, de acordo com a disponibilidade de vento (Fortmann *et al.*, 2015).

O bloco de controle elétrico da usina pode ser dividido em duas malhas: a malha de controle de potência ativa e a malha de controle de potência reativa. Por meio destas malhas são emitidos sinais de controle de corrente ativa e reativa ao gerador/conversor (Dotta, Motta, Wilches-Bernal; 2019).

A estrutura do controle elétrico da usina apresenta o bloco de controle de corrente que tem por objetivo o controle e o monitoramento, a nível local, dos sinais de saída dos conversores eletrônicos. O intercâmbio de informações entre os níveis de controle ocorre constantemente, de modo a regular a corrente ativa e reativa entregue pelos conversores eletrônicos à rede elétrica (Costa; 2021).

As centrais geradoras eólicas possuem controles específicos que as diferenciam das centrais geradoras fotovoltaicas. Os controles de torque e de pitch são essenciais para a garantia da integridade dos componentes das turbinas eólicas. A atuação destes blocos possibilita a máxima extração de energia, garantindo a segurança operativa da usina eólica (Dotta, Motta, Wilches-Bernal; 2019). Os principais blocos de controle presentes nas centrais geradoras eólicas são apresentados com maior detalhe no presente capítulo.

Figura 26 – Diagrama de blocos da estrutura de controle da central geradora eólica.



Fonte: Pourbeik *et al.* (2013).

4.1.1. Controle de pitch

O controle de pitch é o controlador responsável pela regulação do ângulo das pás dos aerogeradores. Através desse bloco de controle é realizada a rotação das pás de modo a garantir a integridade dos componentes da turbina e o máximo aproveitamento do vento (Rodrigues; 2022) (Gontijo; 2016).

As pás são projetadas de modo a extrair a máxima energia dos ventos disponível na velocidade de rotação nominal do aerogerador. Porém, em condições de elevada velocidade dos ventos, a velocidade de rotação dos aerogeradores pode ultrapassar o valor nominal permitido. Comportamentos como estes, podem comprometer a integridade das turbinas eólicas (Gontijo; 2016). De modo a evitar danos decorrentes da elevada velocidade de rotação dos rotores, o sistema de controle de pitch realiza ajustes nos ângulos das pás das turbinas eólicas. Através da alteração do ângulo é modificada a área de contato das pás com o vento incidente e, assim, é reduzida a velocidade de rotação das turbinas eólicas (Gontijo; 2016) (Navarrete *et al.*; 2019).

A malha de controle realiza o monitoramento constante da velocidade de rotação de referência, de modo a gerar um sinal de erro que resultará no ajuste do ângulo das pás dos aerogeradores (Navarrete *et al.*; 2019).

4.1.2. Controle de torque

O controle do torque da turbina eólica possui relação direta com a geração de potência ativa do aerogerador. Através do rastreamento do ponto de máxima potência é obtido o torque ótimo que possibilita a máxima extração da energia cinética do vento disponível (Opata, Oyedokun; 2022) (Dotta, Motta, Wilches-Bernal; 2019).

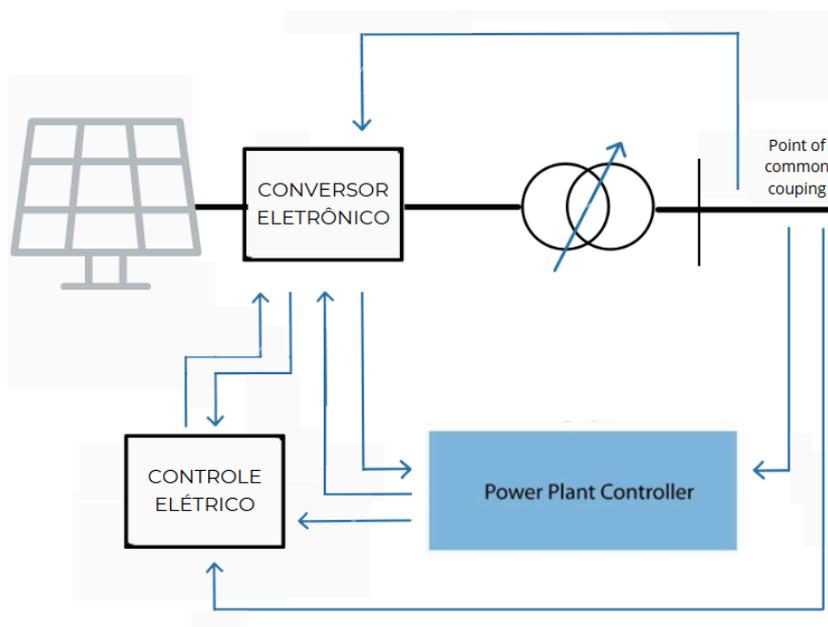
De maneira semelhante ao controle de pitch, ao alcançar a capacidade nominal de geração, o torque do aerogerador é limitado de modo a manter a potência ativa de saída constante. Esse mecanismo garante que os aerogeradores operem dentro da faixa nominal projetada sem prejudicar a integridade dos componentes, garantindo a confiabilidade da geração (Opata, Oyedokun; 2022) (Dotta, Motta, Wilches-Bernal; 2019).

4.2. Estrutura básica de controle da central geradora fotovoltaica

A estrutura básica de controle de uma usina fotovoltaica possui níveis hierárquicos semelhantes àqueles descritos para as usinas eólicas, com funções de controle comuns a ambas as centrais geradoras. O controle global da usina é realizado por meio do controle de planta, enquanto o controle a nível local é realizado pelo bloco do controle elétrico da usina (Schiochet *et al.*; 2024).

O intercâmbio constante de informações entre os níveis de controle possibilita o monitoramento e a regulação da energia produzida pelas centrais geradoras. Dessa forma, os sinais emitidos pelos controles de planta são enviados aos conversores eletrônicos de modo a controlar a corrente ativa e reativa entregue à rede elétrica (Elliott *et al.*; 2015). Na Figura 27 é apresentado o esquemático simplificado da estrutura de controle de uma central geradora fotovoltaica.

Figura 27 – Esquemático simplificado da estrutura de controle da central geradora fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de Reivax.

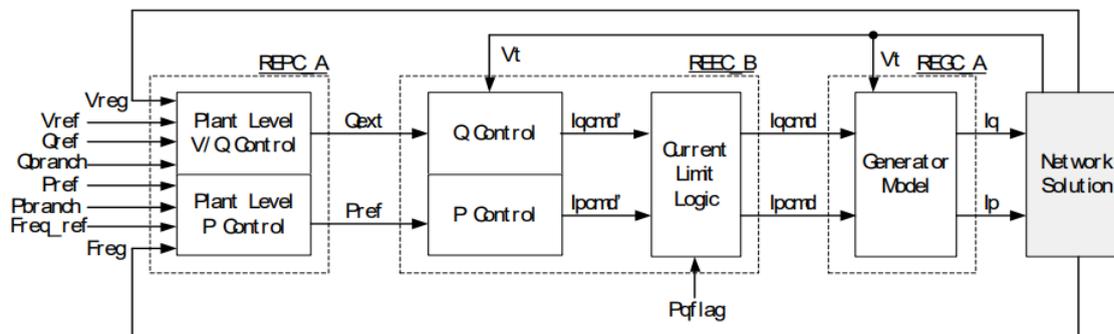
Tendo por objetivo a compreensão acerca da estrutura hierárquica de controle das centrais geradoras fotovoltaicas, o autor Machlev *et al.* (2020) apresenta o modelo genérico de representação de uma usina fotovoltaica produzido pelo WECC. Esta estrutura contém três níveis de controle integrados que realizam o monitoramento dos parâmetros elétricos no ponto de conexão com a Rede Elétrica. A Figura 28 apresenta o diagrama de blocos da estrutura de controle de uma usina fotovoltaica.

O bloco denominado Plant Level Control (REPC) é responsável pelo controle centralizado da usina fotovoltaica. Por meio deste controlador é realizado o monitoramento dos valores de tensão, potência reativa, frequência e potência ativa na barra de referência da usina. Como resultado do monitoramento, são enviados sinais de referência (setpoints) de potência ativa e reativa ao controle local da central geradora (REEC). Os sinais de controle recebidos são processados pelo bloco denominado generator model (REGC) que modela o conversor eletrônico (MACHLEV *et al.*, 2020).

O bloco do controle elétrico (REEC) pode ser dividido em duas malhas de controle que realizam o monitoramento da corrente ativa e reativa dos conversores. É o componente responsável por realizar a interface entre controle central da usina e o gerador/conversor. Através do bloco de limitação de corrente, presentes no controle elétrico, são regulados os sinais de saída dos conversores de modo a manter a integridade dos conversores eletrônicos e demais componentes das centrais geradoras (Eguia *et al.*; 2015) (Elliot *et al.*; 2015). Os

principais blocos de controle presentes nas centrais geradoras fotovoltaicas são apresentados com maiores detalhes no presente capítulo.

Figura 28 – Diagrama de blocos da estrutura de controle da central geradora fotovoltaica.



Fonte: MACHLEV *et al.* (2020)

O modelo de gerador/conversor representa a interface da fonte de geração de energia com a rede elétrica da usina. Através do processamento dos comandos de corrente ativa e reativa recebidos do bloco de controle elétrico, são injetadas na rede as parcelas de correntes correspondentes a cada malha de controle. A geração de energia elétrica fica limitada à disponibilidade dos recursos naturais (Dotta, Motta, Wilches-Bernal; 2019) (Eguia *et al.*; 2015).

4.3. Controle de grandezas elétricas em usinas eólicas e fotovoltaicas

O controle elétrico das centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas possui malhas de controle de potência ativa e reativa que são responsáveis pelo controle da corrente elétrica injetada pelo conversor à rede elétrica. Uma das principais funções realizada por esse bloco é a limitação da corrente de saída dos conversores eletrônicos. Por meio do bloco “Current limit logic” é realizada a regulação da corrente elétrica entregue ao sistema de transmissão (Elliot *et al.*; 2015) (Dotta, Motta, Wilches-Bernal; 2019) (Eguia *et al.*; 2015).

O comando de potência recebido dos controles de plantas das centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas é enviado ao gerador e conversor por meio do controle elétrico. Por meio das malhas de controle de potência ativa e reativa os conversores transformam o sinal de potência recebido do controle central da usina em um sinal de corrente que será entregue aos geradores e conversores (Elliot *et al.*; 2015) (Dotta, Motta, Wilches-Bernal; 2019) (Eguia *et al.*; 2015).

A malha de controle de potência reativa pode atuar em três modos de controle distintos: controle de potência reativa, controle de tensão e controle de fator de potência. De acordo com o modo selecionado é calculado o sinal de corrente reativa de saída correspondente (Dotta, Motta, Wilches-Bernal; 2019).

Por possuírem malhas de controles distintas, que operam de maneira independente, as correntes de saída dos conversores possuem uma componente que corresponde à parcela ativa e outra a parcela reativa. Dessa forma, o conversor pode apresentar diferentes valores de referência de potência ativa e reativa (Lammert *et al.*; 2016) (Eguia *et al.*; 2015).

4.3.1. Controle de corrente

Em condições na qual a corrente total entregue pelo conversor ultrapasse o permitido para o equipamento, o bloco “Current limit logic” atua limitando a corrente de saída de modo a preservar a integridade dos componentes presentes nos conversores. O bloco limitador de corrente pode operar em dois modos diferentes: o modo “P priority” e o “Q priority”. Estas funções do sistema de proteção indicam qual malha de controle terá prioridade para entrega de corrente ao gerador (Dotta, Motta, Wilches-Bernal; 2019) (Lammert *et al.*; 2016).

Dessa forma, se o conversor estiver próximo do limite de corrente total, umas das malhas de controle terá a sua corrente limitada de acordo com a função selecionada. A função “P priority” dará prioridade de entrega de corrente para o bloco de potência ativa, limitando a corrente reativa; a função “Q priority” fará o inverso, limitando a corrente do bloco de potência ativa (Dotta, Motta, Wilches-Bernal; 2019) (Lammert *et al.*; 2016) .

4.3.2. Phase locked loop

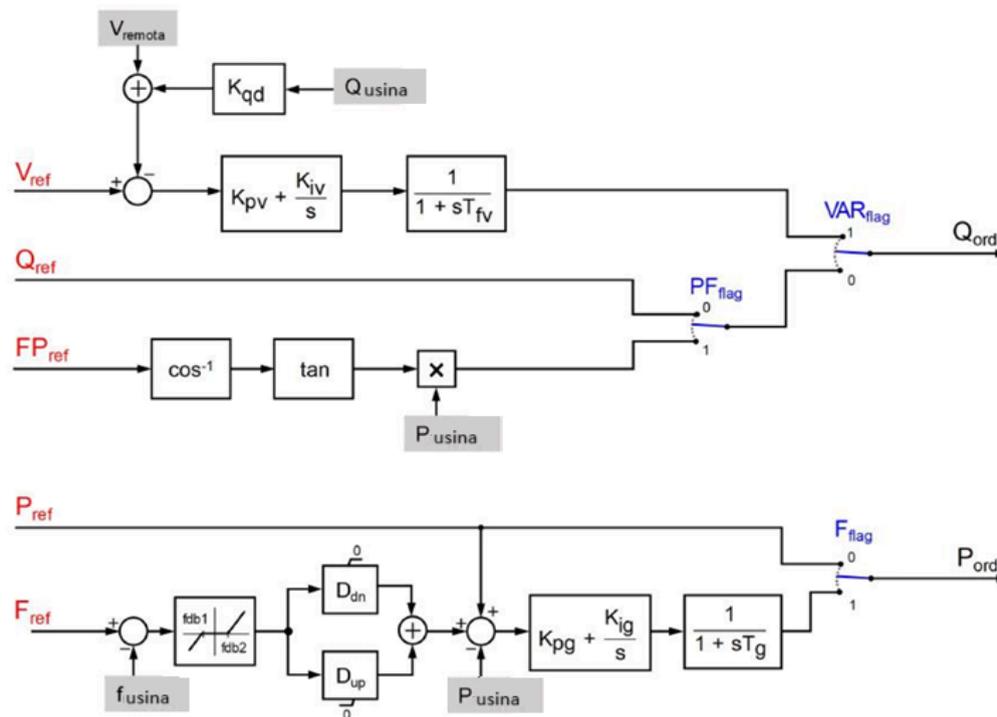
Em função do tipo de conversor eletrônico empregado nas usinas é necessário um mecanismo de controle que possibilita a conexão com o sistema de transmissão. O PLL (*Phase Locked Loop*) é um componente importante da estrutura de controle responsável por realizar a sincronização da corrente injetada pelos conversores eletrônicos com a rede elétrica. Através de uma estimativa do ângulo de fase, e da frequência da tensão da rede elétrica, é realizada a adequação da corrente de saída dos conversores (Mathew, Escobedo, Schiffer; 2024).

4.4. Power plant controller

Com enfoque na análise do controle centralizado das usinas eólicas e fotovoltaicas na dinâmica do sistema elétrico, será apresentado neste capítulo o diagrama de blocos genéricos bem como os tipos de controle realizados pelo controle de planta das centrais geradoras. O controlador centralizado tem como principal objetivo o controle no despacho de potência ativa e reativa no ponto de conexão com a rede. Dessa forma, é possível realizar o controle de grandezas como tensão, frequência e fator de potência.

O controle de planta genérico apresentado pelos autores Fortmann *et al.* (2015) e Hauser (2019) pode ser dividido em duas malhas de controles principais, conforme apresentado na Figura 29. A malha de controle de potência ativa realiza o controle de frequência e potência ativa. A malha de controle de potência reativa é responsável pelo controle de tensão, fator de potência e potência reativa.

Figura 29 – Diagrama de blocos controle de planta das centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas.



Fonte: Hauser (2019)

Por meio do diagrama de blocos da Figura 29, quando $F_{flag} = 1$ o controle de frequência está ativado. Por meio do valor de referência de frequência (F_{ref}) em conjunto com os sinais de potência ativa de referência (P_{ref}) e potência ativa da usina (P_{usina}) é modulada a

potência ativa visando contribuir com a regulação da frequência elétrica na barra monitorada. Através deste mecanismo é obtido o sinal de potência ativa de saída (P_{ord}) enviado para o bloco de controle dos conversores eletrônicos. Dessa forma, quando detectado subfrequência ou sobrefrequência na barra de referência, o ramo de controle de frequência enviará sinais para ajuste do despacho de potência ativa de saída (Hauser, 2019).

Destaca-se que tal controlador tem sua ação limitada pela disponibilidade de reserva para aumento e/ou redução de potência. Em geral, as usinas eólicas e fotovoltaicas operam segundo estratégias de máxima extração de potência, razão pela qual a contribuição durante subfrequências não se aplica.

Quando necessário alterar o despacho de potência da usina, de modo a cumprir exigências do órgão operador, é realizada a seleção de $Fflag = 0$. O processamento do novo sinal de potência ativa de saída (P_{ord}) ocorrerá através da alteração do sinal de referência de entrada da malha (P_{ref}). Conforme já comentado, a malha de controle de potência ativa está limitada à disponibilidade dos recursos primários (vento/radiação solar), dessa forma, o acréscimo no despacho de potência ativa fica restrito à capacidade de geração momentânea (Hauser, 2019).

A malha de controle de potência reativa pode atuar segundo três modos diferentes: o modo de controle de tensão, o modo de controle de potência reativa e o modo de controle de fator de potência. No modo de controle de tensão ajusta-se os níveis de tensão através da injeção de potência reativa na rede elétrica. Mediante a seleção do modo do controle de tensão por meio $VAR_{flag} = 1$, a tensão na barra monitorada (V_{remota}) é ajustada com base na tensão de referência V_{ref} , e a partir do envio de valores de referência de potência reativa aos conversores eletrônicos (Q_{ord}) (Hauser, 2019).

O modo de controle de potência reativa constante consiste em fixar um valor de potência reativa de referência (Q_{ref}), que corresponde ao despacho desejado para as centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas (Q_{ord}). Este modo de controle é selecionado por meio $VAR_{flag} = 0$ e $PF_{flag} = 0$ (Hauser, 2019).

E por fim, no modo de controle de fator de potência, o fator de potência de referência (FP_{ref}) é fixado, o que tem como resultado o envio de valores de referência aos inversores eletrônicos. Por meio da expressão $Q = P \cdot \tan(\cos^{-1}(FP))$ é calculado o sinal de potência

reativa correspondente ao sinal de fator de potência de referência. A seleção deste modo de controle é realizada por meio $VAR_{flag} = 0$ e $PF_{flag} = 1$ (Hauser, 2019).

4.5. Considerações finais do capítulo

Foram apresentadas as principais estruturas de controle empregadas em centrais eólicas e fotovoltaicas, tipos de usinas que se conectam à rede por meio de conversores eletrônicos. No próximo capítulo serão apresentados resultados de simulação que ilustram os efeitos da geração eólica e fotovoltaica na estabilidade angular do sistema elétrico, tendo como foco ajustes nos parâmetros do controle de planta.

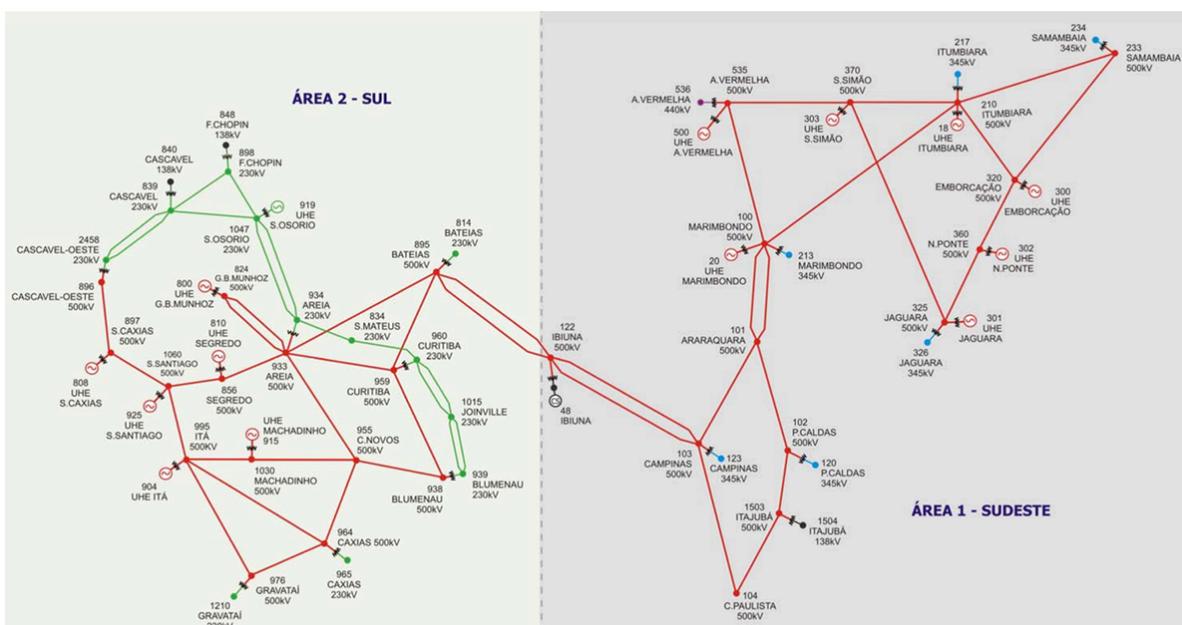
5. SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE EFEITOS DE CONTROLES DE PLANTA NO DESEMPENHO DINÂMICO DO SISTEMA ELÉTRICO

No presente capítulo, são apresentadas simulações ilustrativas que evidenciam efeitos de controles de planta de usinas eólicas e fotovoltaicas no desempenho dinâmico de um sistema teste. São apresentadas as principais características do sistema teste, bem como uma breve descrição dos cenários da simulação e da contingência aplicada. Os resultados obtidos para cada cenário são apresentados em conjunto com uma breve discussão acerca dos fenômenos observados.

5.1. Sistema teste

O sistema teste desenvolvido por Alves (2007) guarda similaridade com o SIN, na configuração correspondente à entrada em operação da primeira interligação em 500 kV entre os subsistemas Sul e Sudeste. A escolha deste sistema equivalente reduzido viabiliza a utilização das versões acadêmicas dos programas Anarede e Anatem. Para a etapa de simulações foram realizadas alterações no sistema base de modo a possibilitar a representação das usinas eólicas e fotovoltaicas. A substituição de apenas uma usina convencional do sistema base por fontes de geração conectadas por conversores eletrônicos tem por objetivo evidenciar de forma mais clara os efeitos causados pela inserção das fontes de geração eólica e fotovoltaica na dinâmica do sistema teste. Na Figura 30 é apresentado o diagrama do sistema elétrico em questão.

Figura 30 – Sistema elétrico simulado.

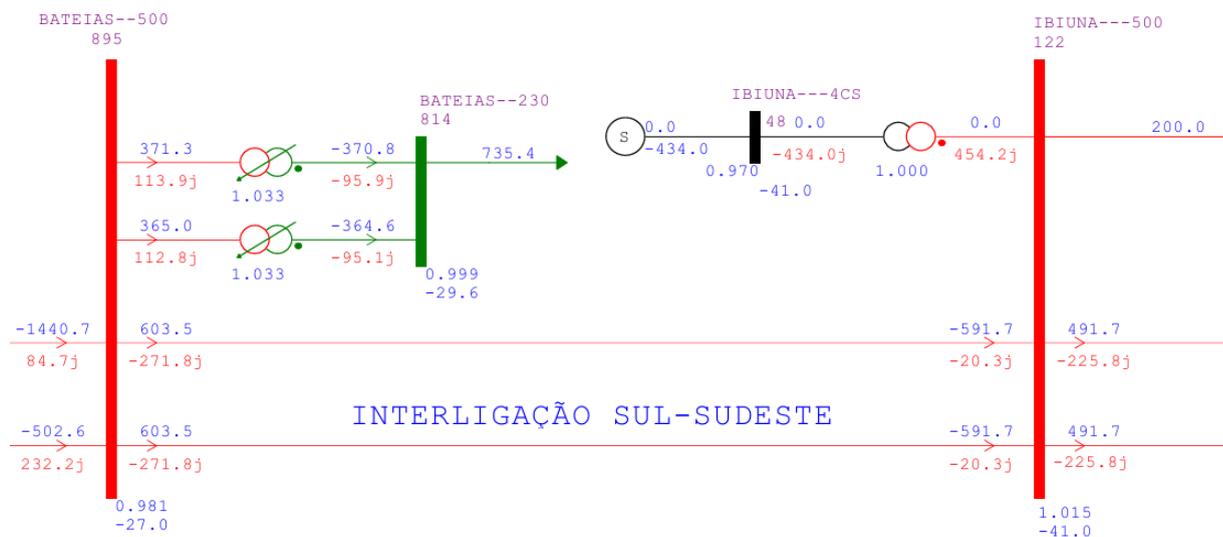


Fonte: Alves (2007).

O sistema é composto por 14 usinas, 28 barras de 500 kV, 1 barra de 440 kV, 6 barras de 345 kV, 12 de 230 kV e 18 de 13,8 kV, totalizando 65 barras. Os efeitos das variações da magnitude das tensões nas cargas são representados pelo modelo ZIP (Kundur *et al.*, 2004), considerando 70% impedância constante e 30% potência constante para a parcela ativa e 100% impedância constante para a parcela reativa. Destaca-se que esta é a parametrização mais frequente na base de dados para simulação dinâmica disponibilizada pelo ONS (ONS; 2023).

No sistema teste utilizado, a interligação entre as regiões Sul e Sudeste é realizada por meio de duas linhas de transmissão de 500 kV, que conectam as subestações de Bateias (PR) e Ibiúna (SP). Na Figura 31 são apresentadas as magnitudes das tensões nos barramentos e os fluxos de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão da interligação, para o caso base. Observa-se que na interligação Sul/Sudeste, o fluxo total é de 1.200 MW, com exportação de energia da região Sul para a região Sudeste.

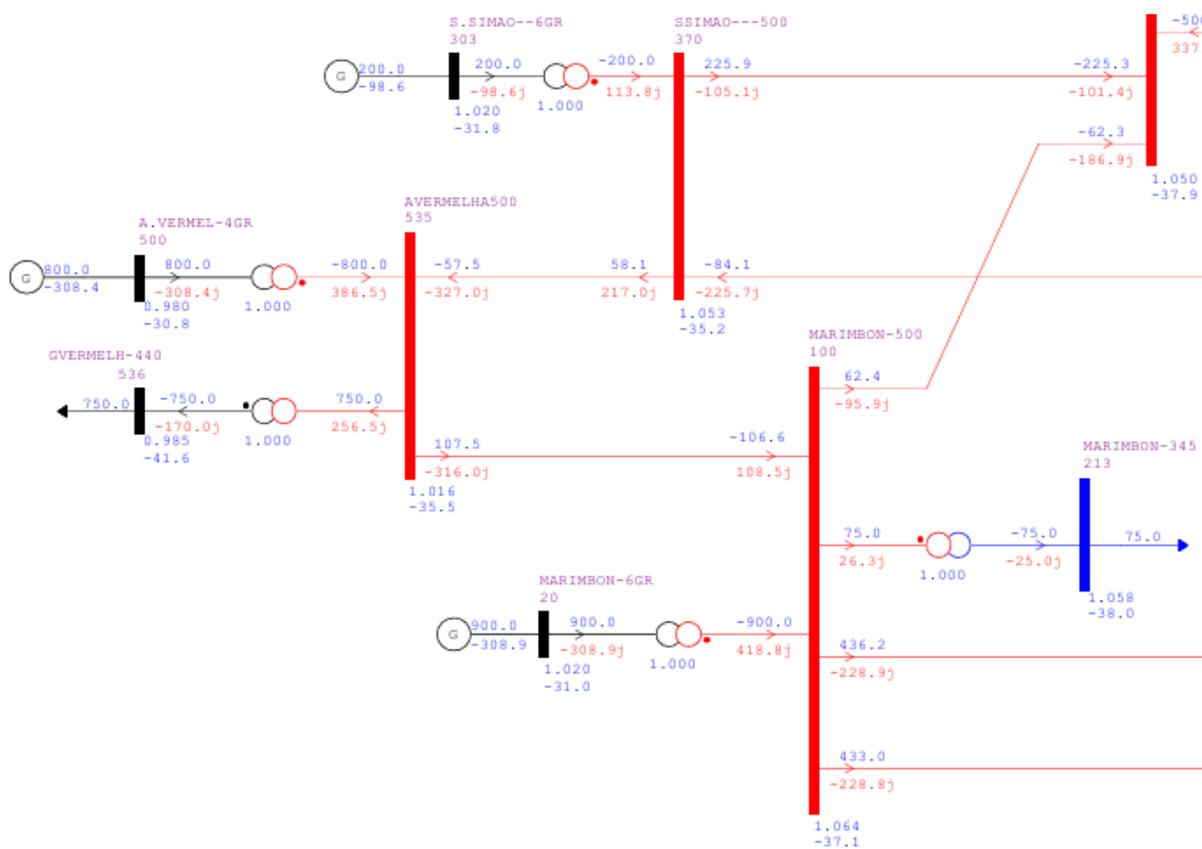
Figura 31 – Interligação Sul-Sudeste para a configuração do sistema teste.



Fonte: Alves (2007).

Na Figura 32 são apresentados os fluxos de potência e as tensões nas barras eletricamente mais próximas à usina de Marimbondo (barra 20), para a qual será considerada a substituição da usina hidrelétrica por fontes de geração eólica e fotovoltaica na etapa de simulação.

Figura 32 – Sistema eletricamente próximo da usina de Marimbondo.



Fonte: Alves (2007).

Na Figura 33 são apresentados os fluxos de potência e as tensões nas barras eletricamente mais próximas à usina de Machadinho (barra 915), para a qual será considerada a substituição da usina hidrelétrica por fontes de geração eólica e fotovoltaica na etapa de simulação.

Tabela 2 – Centrais geradoras do sistema base.

Número barra	Nome usina	Número de máquinas sincronizadas	Potência das máquinas síncronas (MVA)	Capacidade sincronizada (MVA)	Potência ativa gerada (MW)	Potência reativa gerada (Mvar)	Potência reativa mínima (Mvar)	Potência reativa máxima (Mvar)
18	UHE Itumbiara	2	365	730	500	-265	-400	400
20	UHE Marimbondo	5	190	950	900	-306	-480	480
48	CS Ibiuna	4	300	1200	0	-431	-1080	1200
300	UHE Emborcação	1	313,6	313,6	280	-134	-880	680
301	UHE Jaguará	4	112	448	300	-179	-140	140
302	UHE Nova Ponte	2	179	358	300	-187	-360	285
303	UHE São Simão	2	283	566	200	-96,1	-1200	840
500	UHE Água Vermelha	4	250	1000	800	-305	-450	450
800	UHE Gov. Bento Munhoz	3	419	1257	799,8	311,4	-800	800
808	UHE Salto Caxias	4	333	1332	1150	95,09	-600	600
810	UHE Segredo	4	333	1332	800	74,58	-400	532
904	UHE Itá	5	305	1525	1400	-67,1	-475	475
915	UHE Machadinho	3	418,5	1255,5	1100	45,22	-516	465
919	UHE Salto Osório	4	200	800	700	131,4	-148	220
925	UHE Salto Santiago	4	373,7	1494,8	1200	169,6	-440	420

Fonte: Elaborado pelo autor.

Visando a caracterização do sistema de potência adotado como referência, são apresentadas na Tabela 3 as informações acerca das parcelas ativas e reativas das cargas, bem como a localidade destas.

Tabela 3 – Carga do sistema base.

Número barra	Carga ativa (MW)	Carga reativa (MvAr)	Área - Região
104	1200	150	1 - SUDESTE
120	70	10	1 - SUDESTE
122	200	38	1 - SUDESTE
123	440	160	1 - SUDESTE
213	75	25	1 - SUDESTE
217	454	48	1 - SUDESTE
234	1000	350	1 - SUDESTE
326	114	24	1 - SUDESTE
536	750	170	1 - SUDESTE
814	735,4	191	2 - SUL
834	13,4	4,2	2 - SUL
840	159	36	2 - SUL
848	94	18	2 - SUL
934	237	59	2 - SUL
939	1149	53,06	2 - SUL
960	844,7	469,1	2 - SUL
965	755,6	56,24	2 - SUL
1015	70	2	2 - SUL
1210	1228	425	2 - SUL
1504	110	43	2 - SUL
2458	403	126	2 - SUL

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para as simulações, foram utilizados os seguintes modelos de usinas eólica e fotovoltaica retirados da base de dados da ONS:

- Modelo de usina eólica
Modelo de aerogerador: Vestas V150 (4,5 MVA por aerogerador);
Fabricante aerogerador: Vestas.
- Modelo de usina fotovoltaica
Modelo do PV conversor: SG3125HV (3,437 MVA por conversor);
Fabricante PV conversor: Sungrow.

Os modelos dos controles de planta de ambas as fontes de geração são integrados aos modelos dos inversores e aerogeradores.

5.2. Modelagem de sistemas de controle e usinas eólicas e fotovoltaicas pelo anatem

O Anatem realiza a análise não linear de transitórios eletromecânicos do sistema de potência. Por meio deste software é possível representar diversos componentes presentes nos sistemas elétricos. Entre os componentes, podem ser citados os geradores síncronos, os elos de corrente contínua, os motores de indução, as cargas estáticas ou dinâmicas, os sistema de controle e as usinas eólicas e fotovoltaicas. A representação dos sistemas de controle pode ser realizada pelo controladores definidos pelo usuário (CDU).

Os CDUs permitem aos usuários a representação de malhas de controle de unidades de geração e modelos de equipamentos. Através dos código ACDU e DTDU é realizada a definição das topologias dos controles e associação a controladores definidos pelos usuários. Por meio do código DTDU são definidos os parâmetros das malhas de controle do CDU. No código ACDU é realizada a associação das topologias de controle definidas no código DTDU aos controladores definidos pelo usuário (CDU).

As variáveis dos CDU podem ser importadas e exportadas por meio de locais remotos de medição (DLOC). Os sinais de entradas e de definição de variável de um CDU são definidos por meio do código DLOC. Através do DLOC podem ser obtidos sinais provenientes de outros controladores definidos por usuário e da rede elétrica, como a tensão em uma barra CA e a frequência elétrica de um gerador, por exemplo.

A representação das usinas eólicas e fotovoltaicas pelo software Anatem, ocorre através de modelos de fontes shunt controladas. Através da caracterização da fonte shunt é possível determinar o tipo de conversor eletrônico empregado e as principais informações acerca da constituição da usina.

Por meio do código DFNT é realizada a associação dos modelos de controladores definidos pelos usuários (CDU) a fonte shunt controlada. Entre as informações requisitadas pelo código DFNT estão o número de identificação da barra, o tipo de fonte shunt controlada, o número de identificação conforme definido no código ACDU, a potência de uma unidade de geração e o número de unidades de geração que constituem a fonte shunt.

5.3. Descrição dos modelos das usinas eólicas e fotovoltaicas

Tendo como objetivo a análise dos efeitos dos controle de planta das usinas eólicas e fotovoltaicas no desempenho dinâmico do sistema simulado, foram realizadas algumas alterações na parametrização dos controle das centrais geradoras. Através dos modelos dos controles de planta (PPC), obtidos da base de dados da ONS, foram alterados os ganhos proporcionais (K_p) e integrais (K_i) e o modo de controle do PPC. Os ganhos proporcionais e integrais utilizados nas simulações foram variados na faixa de 0,5 a 20,0, para ambas as fontes de geração. A faixa de variação dos ganhos foi escolhida de modo a evidenciar alterações na resposta dinâmica das fontes, motivadas pela atuação dos controles de ambas as usinas.

Para as simulações apresentadas na seção 5.5, 5.6. e 5.7 foi utilizado o modo de controle de tensão do PPC; para as análises adicionais apresentadas na seção 5.8, foi realizada a comparação entre os modos de controle de potência reativa e o modo de controle de tensão.

Para as simulações realizadas, não foram alterados parâmetros dos modelos dos aerogeradores e dos inversores fotovoltaicos. Apenas os parâmetros de controle dos PPCs sofreram alterações. A análise consiste em examinar a influência dos parâmetros de controle dos PPC na resposta transitória e na estabilidade do sistema base.

Nos itens a seguir são apresentados trechos dos modelos dos PPC, no formato CDU do Anatem, da usina eólica e da fotovoltaica, contendo os principais parâmetros de controle.

5.3.1. Modelo cdu do ppc da usina eólica

Os parâmetros ajustáveis do PPC da usina eólica estão inseridos no bloco ACDU do arquivo .stb do sistema base utilizado nas simulações. Na Figura 34 estão apresentados alguns dos parâmetros ajustáveis do modelo do PPC da usina eólica utilizado nas simulações.

Figura 34 – Código ACDU do PPC da usina eólica.

```

(=====
( PPC Model instance
(=====
| ACDU

(
(ncdu) (ntop) ( nome cdu )
| 46062 99203 PPC_Laranj
(
DEFPAR #DLOC1          4410 Voltage input (From ANAREDE)
DEFPAR #DLOC3          4411 Power flow input (From ANAREDE)
DEFPAR #PMAQ           4412 WT Nominal Power (From WT Model)
DEFPAR #NFNT1          4413 Number of WTs (From WT Model)
(-----
( QU Control Model for Wind Park
(-----
DEFPAR #PqMOD           3.0 (Voltage Control)

(
( Voltage droop (MV bus)
DEFPAR #Xdrop           0.0
DEFPAR #Rdrop           0.0

DEFPAR #KiWPx           0.5
DEFPAR #KpWPx           0.5

· FIMCDU
· 999999

```

Fonte: ONS (2023).

As alterações realizadas na parametrização do PPC das usinas eólicas estão relacionadas aos ganhos dos controladores e ao modo de controle de potência reativa do PPC. Através das variáveis K_pWPx e K_iWPx , indicadas na Figura 34, são ajustados os ganhos proporcionais e integrais do controlador, respectivamente. A seleção do modo de controle do PPC é realizada por meio do parâmetro $PqMOD$ no código ACDU presente no arquivo .stb do sistema base simulado. Os modos de controle são descritos por:

- $PqMOD=0$, modo de controle de potência reativa de referência;
- $PqMOD=1$, o modo de controle de fator de potência de referência;
- $PqMOD=2$, o modo de controle de tensão e potência reativa estáticos;
- $PqMOD=3$, o modo de controle de tensão.

Conforme indicado na seção 3.3.1.2, o modo de controle de tensão é o modo indicado pelo ONS para condições normais de operação. As demais informações apresentadas no código ACDU referem-se ao código DLOC, que realiza a leitura de dados de localização remota de sinais importados do Anarede e do arquivo CDU do aerogerador.

A usina eólica foi inserida no sistema por meio do código DFNT conforme apresentado na Figura 36. Nesse bloco são determinadas as principais informações da usina eólica. Através do parâmetro Nb é indicado em qual barra a usina está inserida. O parâmetro

T define o tipo de modelo de fonte shunt controlada. O modelo de fonte de tensão é indicado pela letra V (modelo equivalente de Thévenin), enquanto o modelo de fonte de corrente é representado pela letra I (modelo equivalente de Norton). Na simulação realizada, a usina apresenta características de uma fonte de corrente devido ao tipo de conversor eletrônico utilizado (grid following).

O parâmetro Und refere-se ao número de unidades que constituem o grupo de geração modelado por fonte shunt; Sbas indica a potência aparente, em MVA, deste grupo de geração. O fator FP% representa o percentual da geração ativa inicial da barra no caso de fluxo de potência; e o fator FQ% indica o percentual da geração reativa inicial da barra. Por fim, o Mc indica número de identificação do modelo de fonte shunt controlada definido no campo CDU do código DTDU ou no código ACDU.

Figura 35 – Código DFNT da usina eólica.

```
DFNT
( Nb) Gr T (FP%) (FQ%) Und ( Mc )u (R ou G) (X ou B) (Sbas)
  20  10 I 100. 100. 212    33u                4.5
999999
```

Fonte: ONS (2023).

As demais informações acerca da estrutura de controle dos aerogeradores são apresentadas no Anexo I e Anexo II.

5.3.2. Modelo cdu do ppc da usina fotovoltaica

Os parâmetros ajustáveis do PPC da usina fotovoltaica estão inseridos no bloco DTDU do CDU do PPC. Na Figura 36 estão apresentados o bloco DTDU com os principais parâmetros modelo do PPC utilizado nas simulações.

Figura 36 – Código DTDU do PPC da usina fotovoltaica.

```

3 DTDU
3 (ntop) ( nome topo)
3 95036 PPC_SG3125HV
(-----)
(
( Modelo PPC + PV CONVERTOR SG3125HV_VE01  VERSAO VE01
(-----)
(
( ----- PARAMETROS QUE PRECISAM SER DEFINIDOS PELO USUARIO -----
(
( PARAMETROS DO PPC Q-V => PPCMO=MODO DE CONTROLE DO PPC
(EFPAR (nome) ( valor )
DEFPAR #PPCMO 1.0 PPCMO(=0=>PPC Q-V DESABILITADO) (PPCMO=1/V CTE); (PPCMO=2/Q CTE); (PPCMO=3/FP CTE)
DEFPAR #DLOCV 501 DLOC DA TENSÃO NO PONTO DE CONEXÃO (POC)
DEFPAR #DLOCQ 503 DLOC DE "Q" MEDIDO NO POC
DEFPAR #DLOCP 505 DLOC de "P" MEDIDO NO POC
(
(-----)
(
( -----PARAMETROS AJUSTAVEIS DO PPC
(
( PPCPF = abilita o controle de potência por sobrefrequência do PPC
DEFPAR #PPCPF 0.0 PPCPF=0 (PPC P-F DESABILITADO); PPCPF=1 (PPC P-F abilitad)

DEFPAR #KI_V 0.5
DEFPAR #KP_V 0.5

DEFPAR #KI_Q 0.200
DEFPAR #KP_Q 0.100

```

Fonte: ONS (2023).

Através do código DTDU são determinados os ganhos dos modos de controle presentes no PPC. Os parâmetros KI_V e KP_V correspondem aos ganhos integral e proporcional do controle de tensão do PPC, respectivamente. Os parâmetros KI_Q e KP_Q correspondem aos ganhos proporcional e integral do controle de potência reativa. Embora os parâmetros do controle de potência reativa estejam representados no arquivo CDU do PPC esta informação só é válida caso esse modo de controle esteja habilitado no bloco ACDU inserido no arquivo .stb do sistema de potência simulado. Na Figura 37 são apresentadas as informações presentes no bloco ACDU.

O parâmetro PPCF do CDU permite habilitar o controle de sobrefrequência do PPC; através da regulação da potência. A variável PPCMO, apresentada no código DTDU e no código ACDU, realiza a seleção do modo de controle de potência reativa do PPC.

Figura 37 – Código ACDU da usina fotovoltaica.

```

ACDU
(ncdu) (ntop) ( nome cdu )
91600 95036 SERRAdoMEL I
(EFPAR (nome) ( valor )
DEFPAR #SNMVA 3.437
DEFPAR #PPCMO 1.0 PPCMO(=0=>PPC Q-V DESABILITADO) (PPCMO=1/V CTE); (PPCMO=2/Q CTE); (PPCMO=3/FP CTE)
DEFPAR #INVMO 2.0 INVMO=1/Q Control; INVMO=2=>V Control; INVMO=3=>FP Contol)
DEFPAR #DLOCV 7502
DEFPAR #DLOCQ 7503
DEFPAR #DLOCP 7503
FIMCDU

```

Fonte: ONS (2023).

Dentre as informações apresentadas no bloco ACDU estão a seleção dos modos de controle da malha de potência reativa do PPC e do inversor. O parâmetro PPPCMO possui quatro opções de controle para o PPC.

- PPCMO = 0, o modo de controle de potência reativa e controle de tensão estão desabilitados;
- PPCMO = 1, o modo de controle de tensão constante está habilitado;
- PPCMO = 2, o modo de controle de potência reativa constante está habilitado;
- PPCMO = 3, o modo de controle de fator de potência constante está habilitado.

Com relação aos modos de controle dos inversores:

- INVMO = 1, o modo de controle de potência reativa está habilitado;
- INVMO = 2, o modo de controle de tensão está habilitado;
- INVMO = 3, o modo de controle de fator de potência está habilitado.

Conforme indicado na seção 3.3.1.2, o modo de controle de tensão é o modo indicado pelo ONS para condições normais de operação. De maneira semelhante ao caso da usina eólica, o modelo de fonte de shunt controlada utilizado para a modelagem da usina fotovoltaica pode ser descrito através do código DFNT, apresentado na Figura 38. A informação da potência do grupo de geração modelado pela fonte shunt é indicado pelo parâmetro SNMVA no código ACDU da Figura 37.

Através das demais informações, é possível determinar a localização da usina, o número de unidades geradoras, o número de identificação e o tipo do modelo de fonte shunt associada, além dos fatores percentuais de geração ativa e reativa inicial da barra. Para o caso simulado, o modelo de fonte shunt controlada é caracterizada como uma fonte de corrente devido ao conversor eletrônico utilizado (grid following).

Figura 38 – Código DFNT da usina fotovoltaica.

```
DFNT
( Nb)  Gr T (FP%) (FQ%) Und ( Mc )u (R ou G) (X ou B) (Sbas)
      20   10 I 100. 100. 277 91600u
999999
```

Fonte: ONS (2023).

As demais informações acerca da estrutura de controle dos conversores eletrônicos fotovoltaicos são apresentadas no Anexo III.

5.4. Contingência e critérios para avaliação do desempenho

Nas simulações, foi considerada a ocorrência de uma contingência no sistema elétrico e observado como a presença das usinas eólicas e fotovoltaicas, em substituição a máquinas síncronas, influência na estabilidade transitória.

A contingência considerada foi a abertura sem defeito de um dos circuitos de 500 kV da interligação Sul - Sudeste. Não foi considerado o curto-circuito na simulação da contingência para evitar a atuação de malhas de injeção de corrente reativa presentes nos controles dos inversores, o que dificultaria a observação do fenômeno de maior interesse neste trabalho.

Por meio de indicadores de defasagem angular máxima entre máquinas síncronas das regiões Sul e Sudeste, tensão mínima na primeira oscilação em barras selecionadas e de máximo fluxo de potência entre as regiões, obtiveram-se os resultados representativos do comportamento dinâmico do sistema elétrico com a presença de centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas, em substituição aos geradores convencionais.

Para escolha do barramento cuja magnitude da tensão foi monitorada para avaliação da severidade dos casos, foram realizados experimentos visando a caracterização da região eletricamente mais próxima do centro elétrico do sistema, para o sistema e a contingência em questão. De fato, no centro elétrico são registradas tensões de magnitude baixas quando as oscilações de rotores são mais intensas; a tensão no centro elétrico é nula na condição de oposição de fases (defasagem angular de 180 graus) (Duarte, 2018). Com base neste critério, a barra de 500 kV da SE Bateias (barra 895), na interligação Sul - Sudeste, foi selecionada.

5.5. DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS

Neste item são descritos os cenários considerados na etapa de simulação. Os três cenários propostos apresentam características de geração diferentes. Na Tabela 4 é apresentado um resumo dos cenários examinados.

Tabela 4 – Resumo dos cenários utilizados nas simulações.

Cenário A	Modificação no subsistema SE		Modificação no subsistema Sul	
	Cenário B1	Cenário B2	Cenário C1	Cenário C2
Apenas geração convencional	Geração eólica na barra 20, em substituição à UHE Marimbondo	Geração fotovoltaica na barra 20, em substituição à UHE Marimbondo	Geração eólica na barra 915, em substituição à UHE Machadinho	Geração fotovoltaica na barra 915, em substituição à UHE Machadinho

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nas próximas seções os cenários são descritos em maiores detalhes.

5.5.1. Cenário A - Geração convencional

Para o Cenário A, utiliza-se o sistema base apresentado na seção 5.1. A geração é constituída apenas por máquinas síncronas, sem a presença de usinas eólicas e fotovoltaicas. Este caso será utilizado como referência para comparação com os demais cenários, de modo a observar os efeitos na estabilidade transitória do sistema de potência ocasionadas pelas substituição de usinas convencionais por fontes de geração eólica e fotovoltaica.

5.5.2. Cenário B - Usina eólica/fotovoltaica na região sudeste

No cenário B foi realizada a substituição da usina hidrelétrica Marimbondo (barra 20), localizada na região Sudeste, por centrais geradoras conectadas por meio de conversores eletrônicos. Para o caso base, a usina de Marimbondo (barra 20) é constituída por máquinas síncronas, enquanto no cenário B1 foi considerada uma usina eólica e no cenário B2 uma usina fotovoltaica, ambas de capacidade instalada similar. As simulações para cada fonte de geração foram realizadas separadamente, tendo sido obtidos os resultados correspondentes.

5.5.2.1. Cenário B1 - Usina eólica na região sudeste

A central geradora eólica considerada no cenário B1 possui a mesma capacidade de geração da UHE Marimbondo, tanto em relação à capacidade instalada, quanto ao despacho de geração. Sendo assim, a capacidade instalada e a composição da usina eólica para o cenário B1 são apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5 - Capacidade instalada da usina eólica na barra 20.

Número de aerogeradores	Potência dos aerogeradores (MVA)	Capacidade instalada (MVA)
212	4,5	954

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.5.2.2. Cenário B2 - Usina fotovoltaica na região sudeste

A central geradora fotovoltaica considerada no cenário B2 possui a mesma capacidade de geração da UHE Marimbondo, tanto em relação à capacidade instalada, quanto ao despacho de geração. Dessa maneira, a capacidade instalada e a composição das usinas eólicas para o cenário B2 são apresentadas na Tabela 6.

Tabela 6 - Capacidade instalada da usina fotovoltaica na barra 20.

Número de inversores	Potência dos inversores (MVA)	Capacidade instalada (MVA)
277	3,437	952,05

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.5.3. Cenário C - Usina eólica/fotovoltaica na região sul

A alteração realizada no cenário C consiste na troca da usina hidrelétrica Machadinho (barra 915) localizada na região Sul por uma usina eólica ou fotovoltaica. Para o cenário em questão, foram realizadas simulações para cada fonte de geração.

5.5.3.1. Cenário C1 - Usina eólica na região sul

A central geradora eólica considerada no cenário C1 possui a mesma capacidade de geração da UHE Machadinho, tanto em relação à capacidade instalada, quanto ao despacho de geração. Sendo assim, a capacidade instalada e a composição da usina eólica para o cenário C1 são apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7 - Capacidade instalada da usina eólica na barra 915.

Número de aerogeradores	Potência dos aerogeradores (MVA)	Capacidade instalada (MVA)
279	4,5	1255,5

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.5.3.2. Cenário C2 - Usina fotovoltaica na região sul

A central geradora fotovoltaica considerada no cenário C2 possui a mesma capacidade de geração da UHE Machadinho, tanto em relação à capacidade instalada, quanto ao despacho de geração. Dessa maneira, a capacidade instalada e a composição das usinas fotovoltaicas para o cenário C2 são apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8 - Capacidade instalada da usina fotovoltaica na barra 915.

Número de inversores	Potência dos inversores (MVA)	Capacidade instalada (MVA)
366	3,437	1257,95

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.6. Resultados da análise dinâmica

De modo a observar a influência dos controles de planta das usinas eólicas e fotovoltaicas no desempenho dinâmico do sistema de potência, são apresentadas as formas de onda da tensão, fluxo de potência ativa e reativa e defasagem angular, para os cenários simulados. Adicionalmente, são apresentados os valores de tensão mínima, queda de tensão e tensão no instante 0+ em barras selecionadas do sistema elétrico. Dessa forma, é possível analisar efeitos da substituição de usinas convencionais por usinas conectadas à rede por conversores eletrônicos.

Com o objetivo de analisar o comportamento da tensão nas barras próximas à interligação após a aplicação de uma contingência, obteve-se a tensão pré-perturbação nas barras monitoradas. Os valores de tensão estão presentes na Tabela 9.

Tabela 9 - Tensões pré-perturbação nas barras próximas da interligação S-SE.

Vpré barra 103 (p.u.)	Vpré barra 122 (p.u.)	Vpré barra 895 (p.u.)	Vpré barra 959 (p.u.)
1,038	1,015	0,981	0,972

Fonte: Elaborado pelo autor.

Neste item serão apresentados os resultados obtidos para os cenários B e C e aqueles referentes à comparação com o cenário A.

5.6.1. Cenário A - Geração convencional

No cenário em questão, manteve-se o sistema original com apenas máquinas síncronas conectadas ao sistema.

5.6.1.1. Tensão nas barras da interligação

Após a aplicação da contingência no sistema elétrico, obtém-se os valores de tensão mínima nas barras próximas da SE Bateias (barra 895) para o cenário A. Os valores, indicados na Tabela 10, foram obtidos no ponto na qual ocorre a maior defasagem angular entre os rotores das máquinas síncronas das regiões Sul e Sudeste.

Tabela 10 - Tensões mínimas nas barras próximas da interligação para o cenário A.

Vmin barra 103 (p.u.)	Vmin barra 122 (p.u.)	Vmin barra 895 (p.u.)	V min barra 959 (p.u.)
0,999	0,974	0,835	0,848

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com relação à variação da tensão após a contingência, os valores obtidos estão presentes na Tabela 11.

Tabela 11 - Variação das tensões nas barras próximas da interligação para o cenário A.

ΔV barra 103 (%)	ΔV barra 122 (%)	ΔV barra 895 (%)	ΔV barra 959 (%)
3,954	4,128	14,608	12,451

Fonte: Elaborado pelo autor.

As formas de onda da tensão na SE Bateias obtidas para o cenário A são apresentadas em conjunto com os resultados dos cenários B e C de modo a facilitar a compreensão e análise destes.

5.6.1.2. Tensão na barra terminal das usinas

Após a aplicação da contingência, a tensão nas barras terminais das usinas é afetada. Imediatamente após o evento, os controles de planta das usinas eólicas e fotovoltaicas não apresentam influência importante nos níveis de tensão. A ação dos controladores é evidenciada nos instantes seguintes, auxiliando na recuperação dos níveis de tensão.

Nessa perspectiva, será analisada a influência das usinas conectadas por conversores na degradação dos níveis de tensão no instante 0+ e o tempo de recuperação da tensão das barras controladas. Considera-se como tempo de recuperação intervalo necessário a tensão atingir, novamente, o valor da tensão pré-perturbação.

O tempo de recuperação da tensão e o valor atingido no instante 0+ na subestação de Marimondo (Barra 20), para o caso base, é apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 - Tensão no instante 0+ e tempo de recuperação na subestação de Marimondo para o cenário A.

V0+ barra 20 (p.u.)	Tempo recuperação (s)
1,00881	0,467

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com relação à degradação do nível de tensão na subestação de Machadinho (Barra 915), obteve-se a tensão no instante 0+ e o tempo de recuperação para o cenário A.

Tabela 13 - Tensão no instante 0+ e tempo de recuperação na subestação de Machadinho para o cenário A.

V0+ barra 915 (p.u.)	Tempo recuperação (s)
1,04522	0,668

Fonte: Elaborado pelo autor.

As formas de onda das tensões obtidas para o cenário A são apresentadas em conjunto com os resultados dos cenários B e C de modo a facilitar a compreensão e análise.

5.6.2. Cenário B - Usina eólica/fotovoltaica na região sudeste

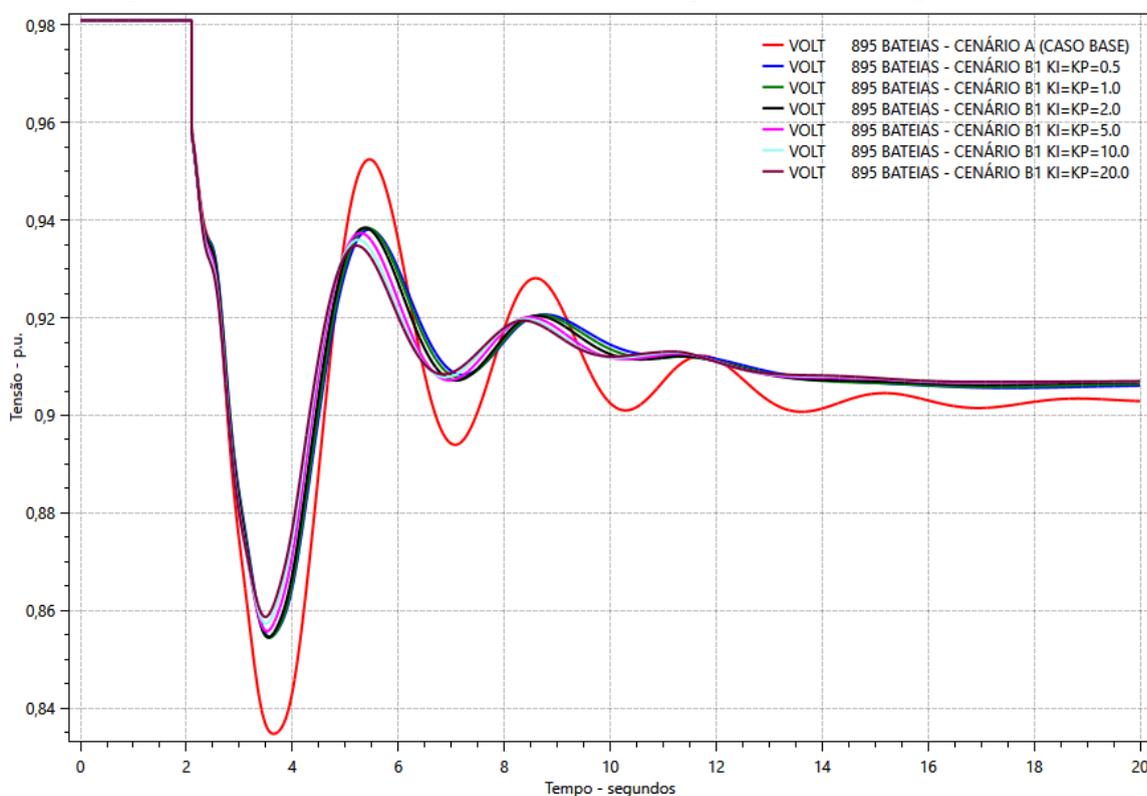
As formas de ondas presentes neste item foram obtidas para a variação dos ganhos proporcionais e integrais do controle de planta das usinas eólicas e fotovoltaicas, por meio do modo de controle de tensão. As análises realizadas foram obtidas por meio da comparação com o cenário A, para os diversos ganhos simulados.

5.6.2.1. Tensão na barra de 500 kv da se bateias

As tensões na barra de 500 kV da SE Bateias para o cenário A (base) e para diferentes parametrizações do controle de planta nos Cenário B1 (geração eólica) e B2 (geração fotovoltaica) estão apresentadas na Figura 39 e na Figura 40, respectivamente. Adicionalmente, são apresentados na Tabela 14 e na Tabela 16 os valores das tensões mínimas e na Tabela 15 e na Tabela 17 a queda de tensão nas barras próximas a SE Bateias (barra 895). Os resultados são referentes à contingência da LT 500 kV Bateias-Ibiuna.

- CENÁRIO B1 - GERAÇÃO EÓLICA NA REGIÃO SUDESTE

Figura 39 – Tensão na SE Bateias (barra 895) para cenário B1 (geração eólica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os níveis de tensão apresentados na Tabela 14 correspondem aos valores obtidos no maior afundamento da tensão após a contingência. Para cada ganho dos controles de planta das usinas há um nível de degradação da tensão.

Tabela 14 - Tensões mínimas nas barras próximas da interligação para o cenário B1 (geração eólica).

Cenário A				
	Vmin barra 103 (p.u.)	Vmin barra 122 (p.u.)	Vmin barra 895 (p.u.)	V min barra 959 (p.u.)
	0,999	0,974	0,835	0,848
Cenário B1				
Ganhos	Vmin barra 103 (p.u.)	Vmin barra 122 (p.u.)	Vmin barra 895 (p.u.)	V min barra 959 (p.u.)
Ki=KP=0,5	0,994	0,971	0,855	0,865
Ki=KP=1,0	0,994	0,971	0,854	0,865
Ki=KP=2,0	0,995	0,972	0,855	0,865
Ki=KP=5,0	0,998	0,973	0,856	0,866
Ki=KP=10,0	1,000	0,974	0,857	0,868
Ki=KP=20,0	1,001	0,975	0,859	0,869

Fonte: Elaborado pelo autor.

De modo a quantificar a degradação dos níveis de tensão nas barras próximas a SE bateias é apresentado na Tabela 15 a variação das tensões após a contingência.

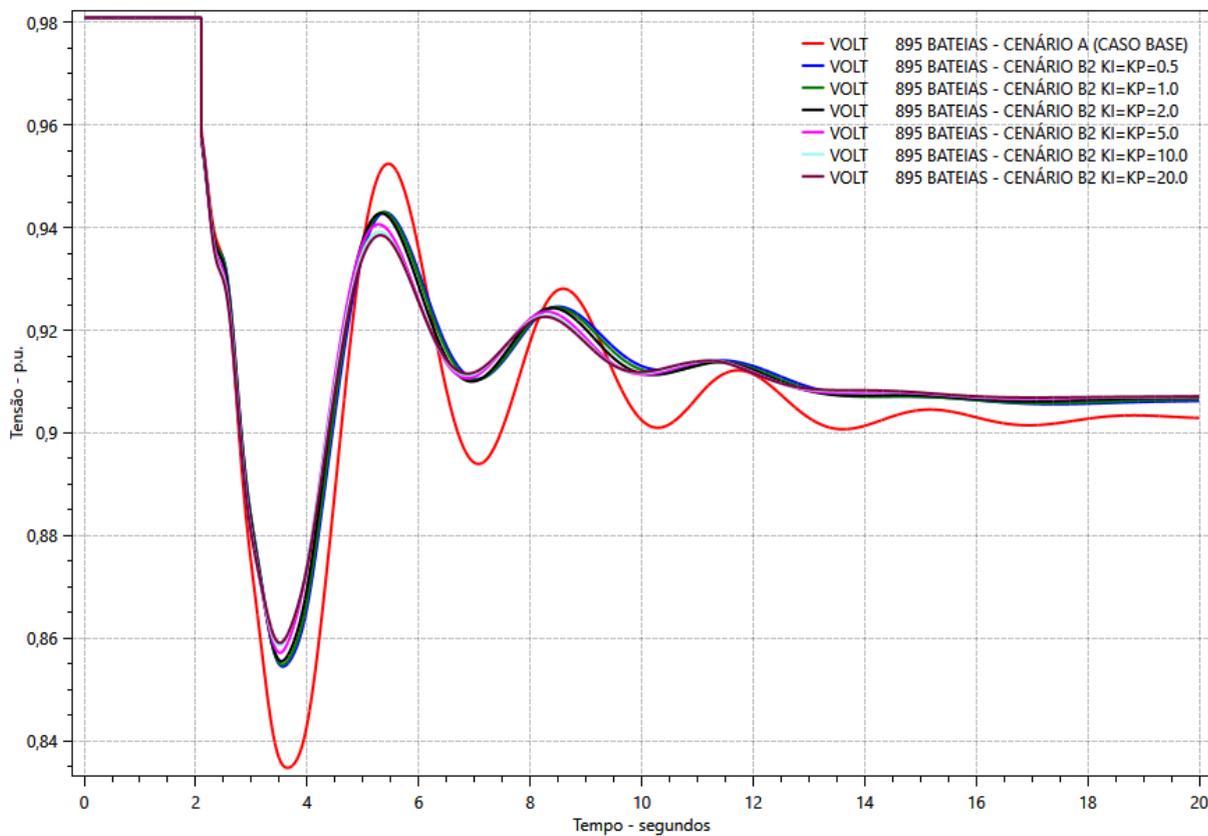
Tabela 15 - Variação da tensão nas barras próximas da interligação para o cenário B1 (geração eólica).

Cenário A				
	ΔV barra 103 (%)	ΔV barra 122 (%)	ΔV barra 895 (%)	ΔV barra 959 (%)
	3,954	4,128	14,608	12,451
Cenário B1				
Ganhos	ΔV barra 103 (%)	ΔV barra 122 (%)	ΔV barra 895 (%)	ΔV barra 959 (%)
Ki=KP=0,5	4,452	4,475	12,620	10,715
Ki=KP=1,0	4,386	4,432	12,641	10,732
Ki=KP=2,0	4,271	4,356	12,626	10,720
Ki=KP=5,0	4,024	4,197	12,505	10,608
Ki=KP=10,0	3,828	4,086	12,353	10,470
Ki=KP=20,0	3,754	4,066	12,214	10,347

Fonte: Elaborado pelo autor.

- CENÁRIO B2 - GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REGIÃO SUDESTE

Figura 40 – Tensão na SE Bateias (barra 895) para cenário B2 (geração fotovoltaica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os níveis de tensão apresentados na Tabela 16 correspondem aos valores obtidos para a geração fotovoltaica localizada na SE de Marimbondo. Para cada ganho dos controles de planta das usinas há um nível de degradação da tensão.

Tabela 16 - Tensões mínimas barras próximas da interligação para o cenário B2 (geração fotovoltaica).

Cenário A				
	Vmin barra 103 (p.u.)	Vmin barra 122 (p.u.)	Vmin barra 895 (p.u.)	V min barra 959 (p.u.)
	0,999	0,974	0,835	0,848
Cenário B2				
Ganhos	Vmin barra 103 (p.u.)	Vmin barra 122 (p.u.)	Vmin barra 895 (p.u.)	V min barra 959 (p.u.)
Ki=KP=0,5	0,993	0,970	0,855	0,865
Ki=KP=1,0	0,995	0,971	0,855	0,865
Ki=KP=2,0	0,996	0,972	0,856	0,866
Ki=KP=5,0	0,999	0,974	0,857	0,867
Ki=KP=10,0	1,000	0,974	0,859	0,869
Ki=KP=20,0	1,000	0,974	0,859	0,869

Fonte: Elaborado pelo autor.

De modo a quantificar a degradação dos níveis de tensão nas barras próximas à SE Bateias, é apresentado na Tabela 17 a variação das tensões após a contingência.

Tabela 17 - Variação da tensão nas barras próximas da interligação para o cenário B2 (geração fotovoltaica).

Cenário A				
	ΔV barra 103 (%)	ΔV barra 122 (%)	ΔV barra 895 (%)	ΔV barra 959 (%)
	3,954	4,128	14,608	12,451
Cenário B2				
Ganhos	ΔV barra 103 (%)	ΔV barra 122 (%)	ΔV barra 895 (%)	ΔV barra 959 (%)
Ki=KP=0,5	4,494	4,510	12,635	10,728
Ki=KP=1,0	4,360	4,414	12,599	10,694
Ki=KP=2,0	4,174	4,292	12,531	10,634
Ki=KP=5,0	3,953	4,172	12,366	10,485
Ki=KP=10,0	3,854	4,136	12,227	10,360
Ki=KP=20,0	3,799	4,123	12,174	10,310

Fonte: Elaborado pelo autor.

Por meio da comparação entre as formas de onda da tensão na barra de 500 kV da SE Bateias (barra 895) obtidas para o cenário A e B, percebe-se que após a contingência, a tensão

na barra monitorada apresenta menores quedas nos cenários com a central geradora eólica/fotovoltaica.

Com relação ao comportamento dinâmico da tensão, é possível observar que no cenário B, a forma de onda se apresenta menos oscilatória para os diversos ganhos, quando comparado com o caso base (cenário A). Para a barra em questão, a variação dos ganhos dos controles de planta das usinas eólicas/fotovoltaicas não apresenta grandes diferenças nas respostas dinâmicas da tensão, porém é perceptível uma melhora no tempo de recuperação da tensão e nos valores da queda de tensão para o caso com ganhos mais altos.

Com relação aos valores de tensão apresentados na Tabela 14 e Tabela 16, observa-se que a barra 895 apresenta o menor valor de tensão após a contingência para ambas as fontes de geração. A queda de tensão na SE Bateias (barra 895) ocorreu de forma mais acentuada entre todas as barras do sistema, alcançando o valor de 12,63% (cenário B2) e 12,64% (cenário B1) para os menores ganhos.

O aumento do ganho acarreta em ligeira melhora no controle de tensão realizado pelas usinas, o que se reflete na redução da queda de tensão nas barras do sistema. Quando comparados aos do caso base, os ΔV s das barras monitoradas nos cenários B1 e B2 apresentam-se menores para ganhos mais altos, demonstrando a melhora no desempenho do controle realizado pelas usinas eólicas e fotovoltaicas.

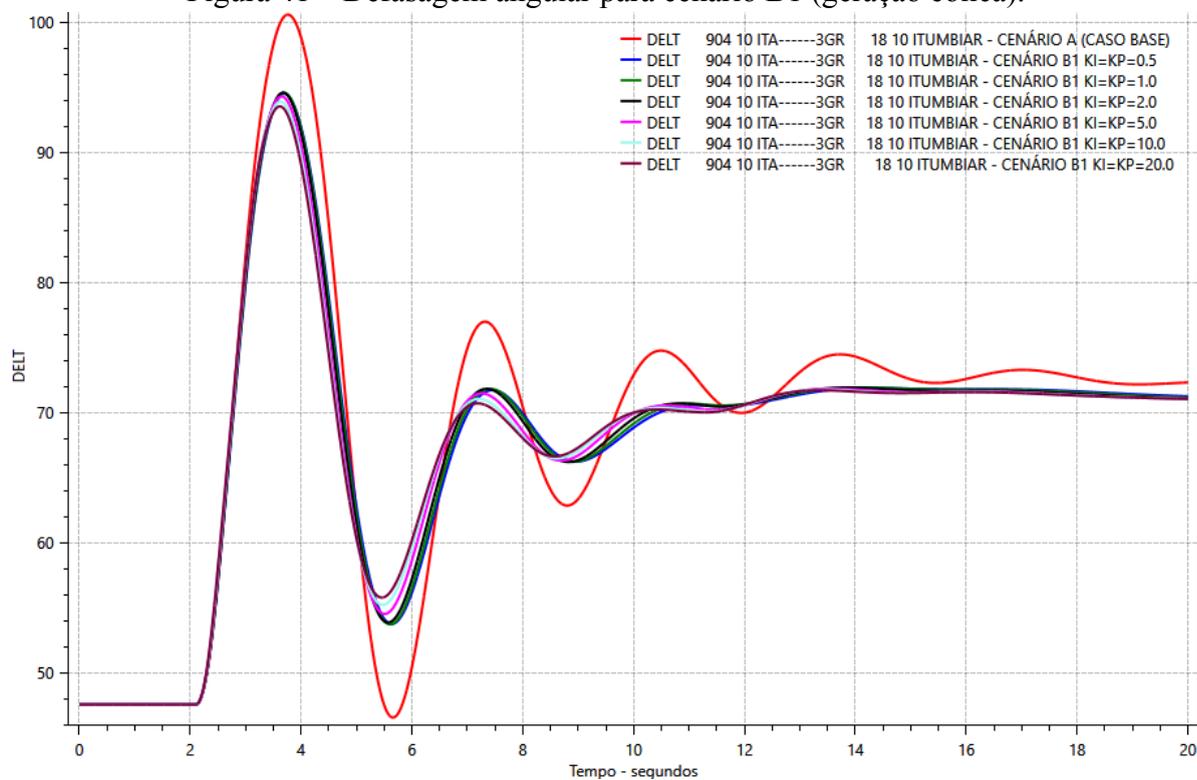
Outro ponto a ser analisado está relacionado ao atendimento dos critérios para a avaliação da estabilidade eletromecânica do sistema de potência, estabelecidos no submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS. Por meio da análise do valor mínimo da tensão atingido na primeira oscilação, percebe-se que o limite de 63% do valor nominal da barra analisada é respeitado em todos os cenários, para ambas as fontes de geração. Nas demais oscilações as tensões respeitam o valor de 84% da tensão nominal. Com relação aos critérios de variação da tensão final e inicial, percebe-se que a tensão estabiliza-se acima de 0,9 p.u., o que implica em uma variação menor que 10% para todos os casos simulados.

5.6.2.2. Defasagem angular entre rotores de máquinas síncronas

As defasagens angulares entre os rotores das unidades geradoras das UHE Itá (região Sul) e Itumbiara (região Sudeste) para o cenário A (base) e para diferentes parametrizações do controle de planta nos Cenário B1 (geração eólica) e B2 (geração fotovoltaica) estão apresentadas na Figura 41 e na Figura 42, respectivamente.

- CENÁRIO B1 - GERAÇÃO EÓLICA NA REGIÃO SUDESTE

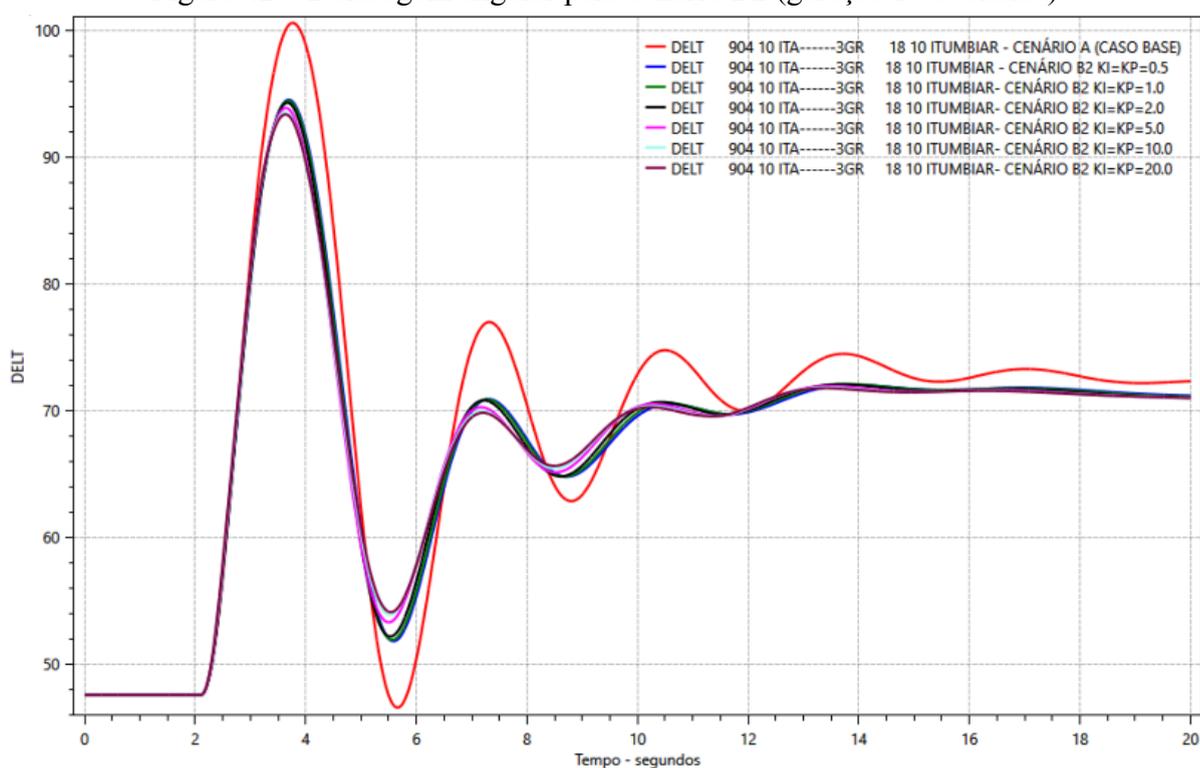
Figura 41 – Defasagem angular para cenário B1 (geração eólica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

- CENÁRIO B2

Figura 42 – Defasagem angular para cenário B2 (geração fotovoltaica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

A defasagem angular entre os rotores das máquinas síncronas da UHE Itá (barra 904), localizada na região Sul, e as máquinas síncronas da UHE Itumbiara (barra 18), localizada na região Sudeste, apresenta grandes variações para os cenários A e B. Conforme a Figura 41 e 42, os cenários B1 e B2 apresentam menores excursões angulares entre os geradores síncronos, quando comparados às defasagens registradas no caso original (cenário A). Percebe-se, ainda, que no cenário A, a defasagem angular entre os rotores apresenta-se mais oscilatória.

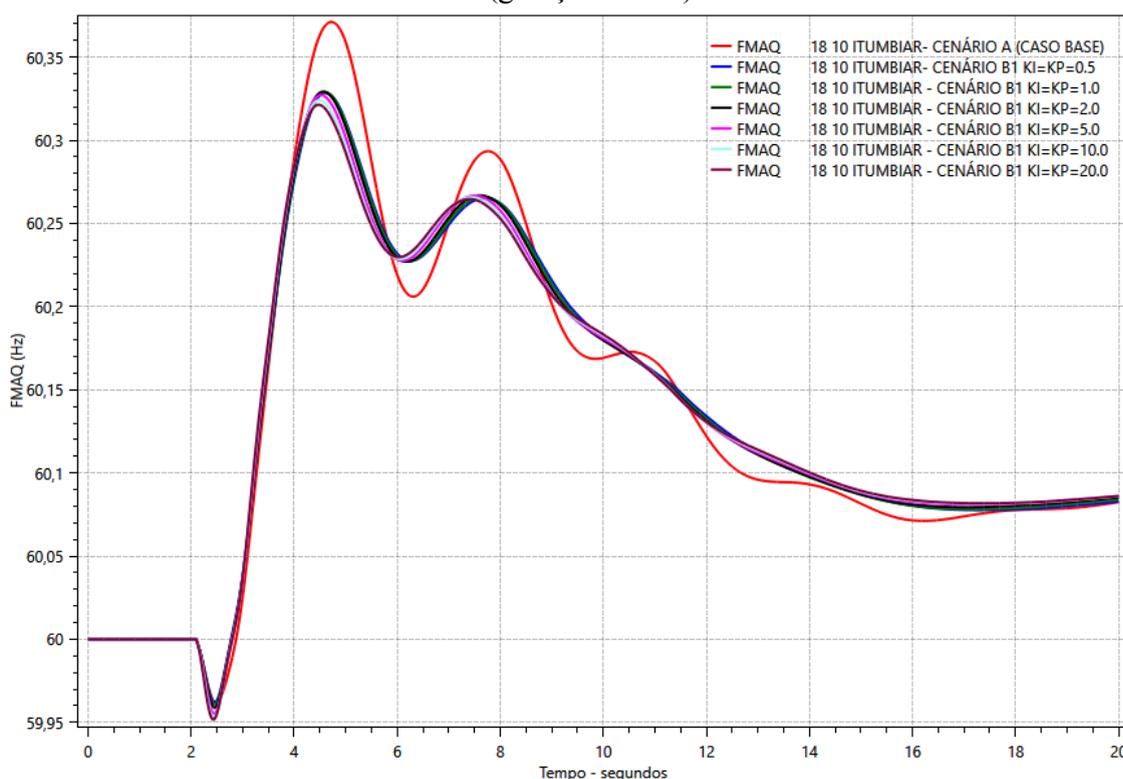
Nos cenários B1 e B2, os resultados obtidos para a defasagem angular são bastante semelhantes. Percebe-se também, que maiores ganhos dos controladores do PPC resultam em menores defasagens angulares máximas, com efeitos positivos para estabilidade angular do sistema elétrico.

5.6.2.3. Frequência das máquinas síncronas

Para a compreensão do comportamento dinâmico das máquinas síncronas após o distúrbio, são apresentadas as formas de onda da frequência elétrica na usina de Itumbiara (barra 18) e usina de Itá (barra 904), localizadas na região Sul e Sudeste, respectivamente.

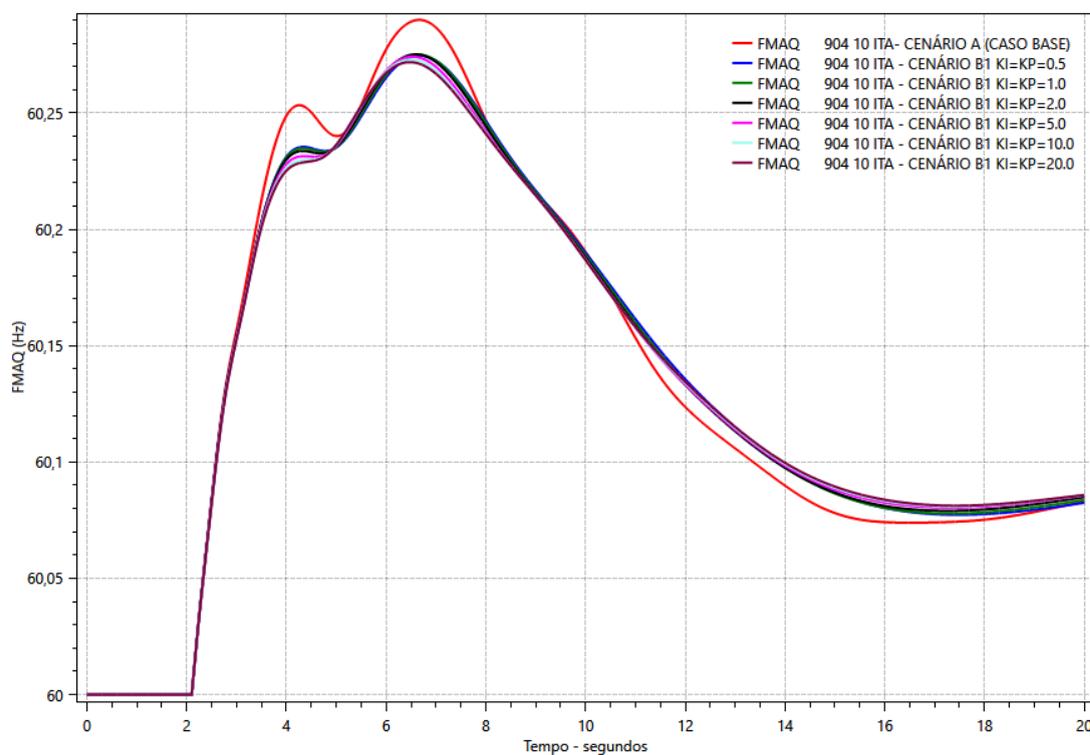
- CENÁRIO B1- GERAÇÃO EÓLICA NA REGIÃO SUDESTE

Figura 43 – Frequência elétrica das máquinas síncronas conectadas na barra 18 para cenário B1 (geração eólica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

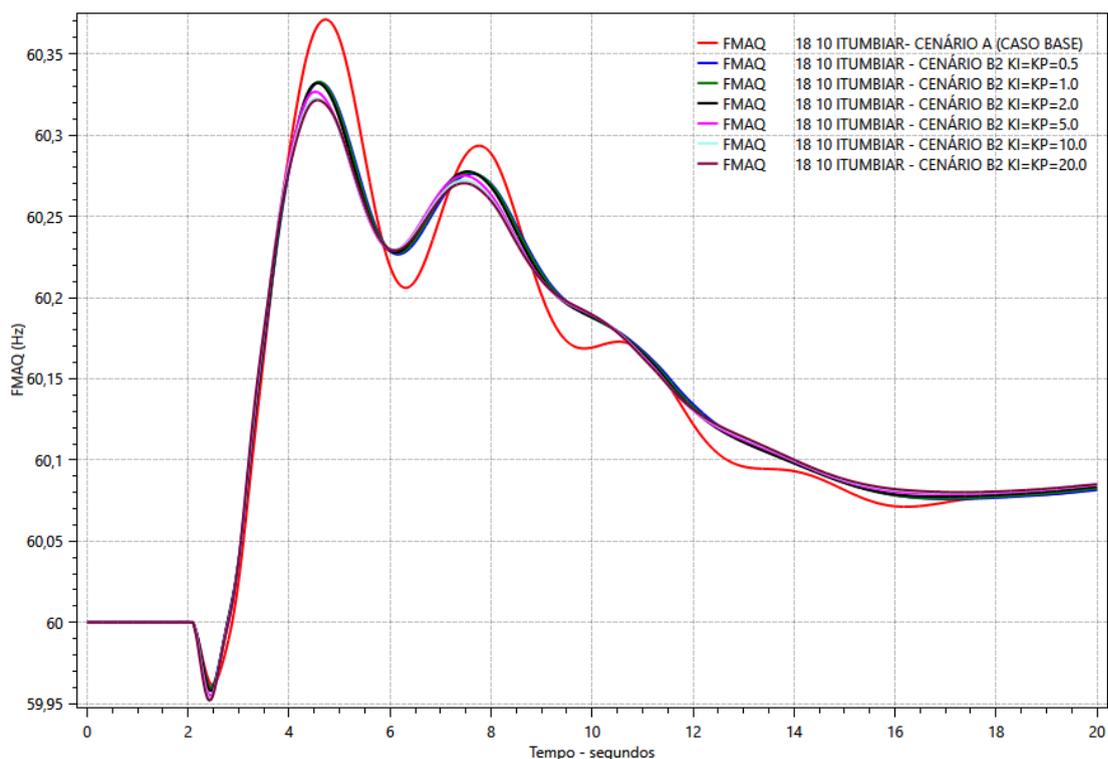
Figura 44 – Frequência elétrica das máquinas síncronas conectadas na barra 904 para cenário B1 (geração eólica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

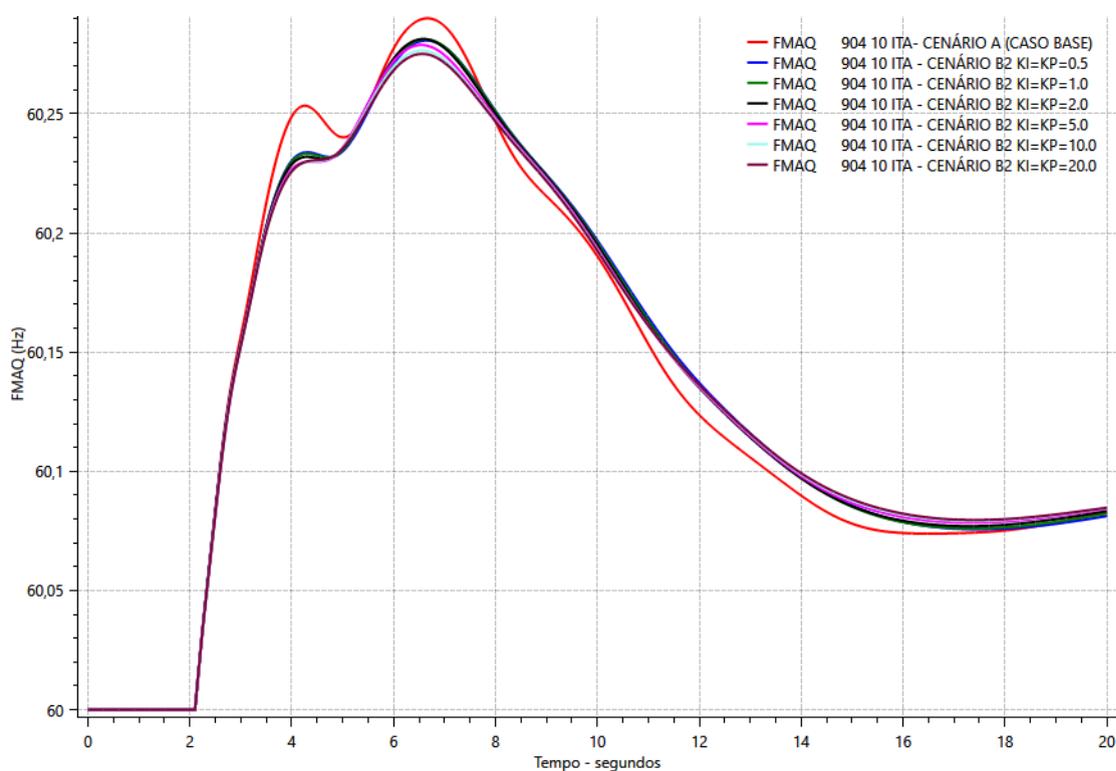
- CENÁRIO B2 - GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REGIÃO SUDESTE

Figura 45 – Frequência elétrica das máquinas síncronas conectadas na barra 18 para cenário B2 (geração fotovoltaica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 46 – Frequência elétrica das máquinas síncronas conectadas na barra 904 para cenário B2 (geração fotovoltaica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Através da Figura 43, Figura 44, Figura 45 e Figura 46 é possível perceber o aumento da frequência elétrica nas barras das usinas de Itumbiara (Sudeste) e Itá (Sul) após a ocorrência do distúrbio. Devido ao modelo ZIP de carga empregado, ao ocorrer quedas de tensão no sistema elétrico, a carga total do sistema sofre redução. Em um sistema elétrico, reduções na carga sem alteração da geração acarretam em um desequilíbrio entre o torque mecânico e o torque elétrico das máquinas síncronas. Fenômenos como este, implicam em acelerações nos rotores das máquinas síncronas ocasionando sobrefrequências na rede elétrica.

Na Figura 43 e Figura 45 é evidente a redução da frequência elétrica na barra da usina de Itumbiara (Sudeste) imediatamente após a ocorrência da perturbação. De fato, nos instantes seguintes ao distúrbio, a transferência de potência ativa entre a região Sul e Sudeste fica comprometida devido à perda de uma das linhas de transmissão da interligação. Esse evento acarreta em uma desaceleração inicial dos rotores das máquinas síncronas da região Sudeste, refletindo na frequência elétrica da região. Porém, após o restabelecimento da transferência de potência da região Sul para a Sudeste pela segunda linha de transmissão, a frequência elétrica da usina de Itumbiara sofre uma elevação devido ao comportamento da carga perante a queda nos valores da tensão.

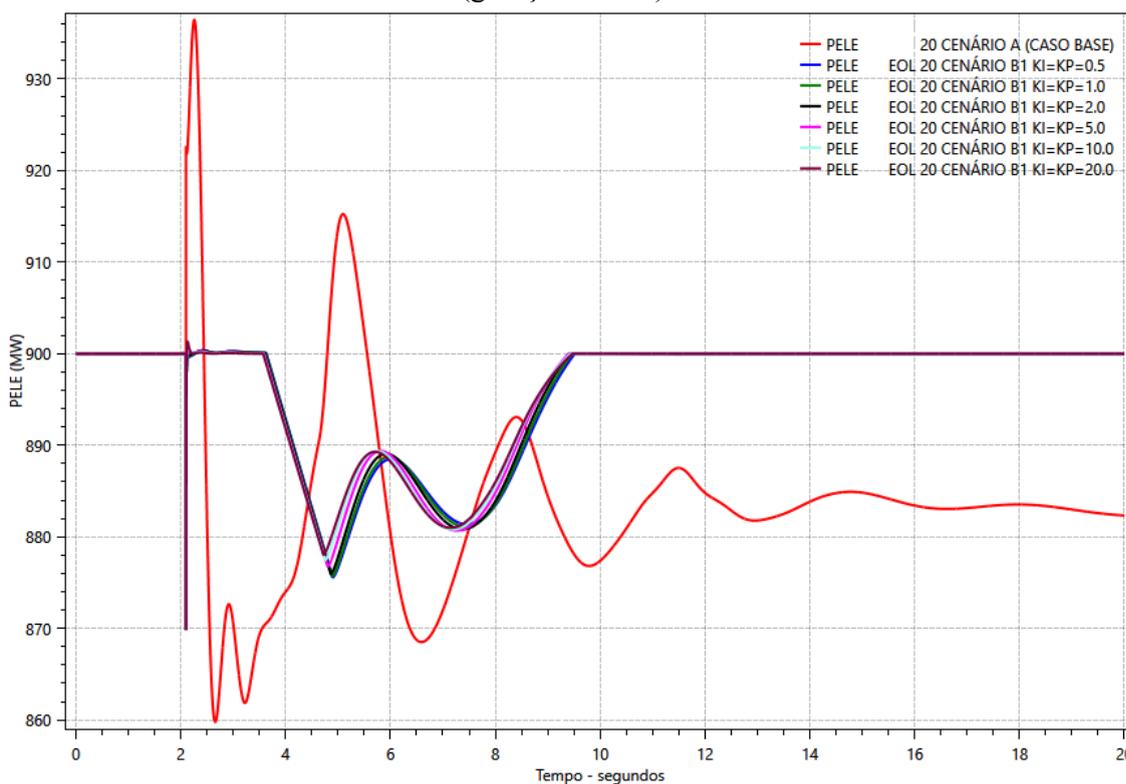
Em ambos os cenários, a frequência elétrica apresenta elevação nos segundos iniciais, estabilizando-se em um valor superior àquele registrado antes da contingência. Esse comportamento é característica da atuação da regulação primária, que utiliza controle por estatismo.

5.6.2.4. Potência ativa injetada pela usina conectada na barra 20

As potências ativas injetadas pela usina na barra 20, para o cenário A e cenários B1 e B2 estão apresentadas na Figura 47 e na Figura 48 para as usinas eólicas e fotovoltaicas, respectivamente.

- CENÁRIO B1- GERAÇÃO EÓLICA NA REGIÃO SUDESTE

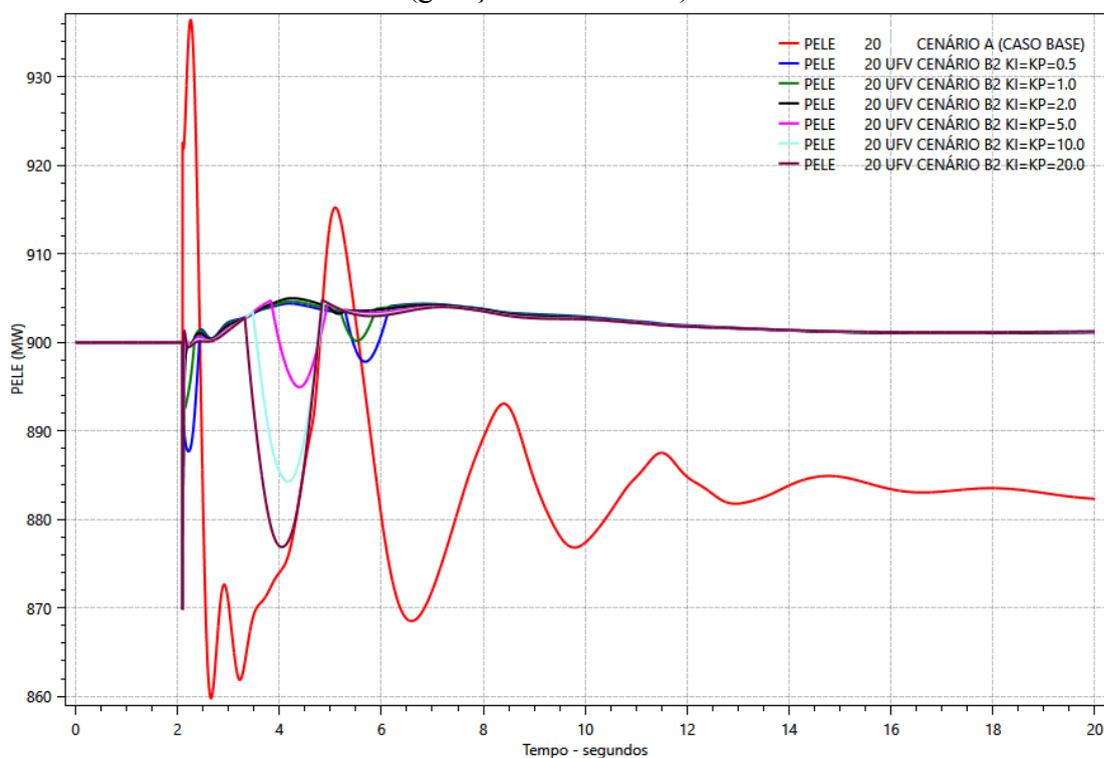
Figura 47 – Potência ativa injetada pela usina conectada na barra 20 para cenário B1 (geração eólica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

- CENÁRIO B2 - GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REGIÃO SUDESTE

Figura 48 – Potência ativa injetada pela usina conectada na barra 20 para cenário B2 (geração fotovoltaica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

No cenário B1, percebe-se a redução na injeção de potência ativa por parte da usina eólica após a ocorrência do distúrbio na rede elétrica. A redução momentânea no despacho de potência ocorre devido ao controle de frequência realizado pelo controle de planta das usinas eólicas. Durante o período de sobrefrequência na rede elétrica, a usina eólica reduz o despacho de potência ativa, de modo a contribuir para a estabilização da frequência dentro da faixa de valores admissíveis. Destaca-se que esta função está ativada no modelo da usina eólica.

Com relação a potência ativa injetada pela usina fotovoltaica presente no cenário B2, observa-se a redução no despacho para ganhos maiores durante o período transitório. Esse comportamento ocorre devido à atuação do modo de controle Q priority, que tem por objetivo o controle da corrente injetada pelos conversores eletrônicos. Este modo de controle atua na limitação da corrente ativa injetada, priorizando a corrente reativa. Assim, as características construtivas dos conversores são preservadas sem ultrapassar a corrente nominal para o qual foi projetado. Durante o período de maior absorção de potência reativa por parte da usina, a corrente reativa apresenta altos valores, contribuindo para a redução da corrente ativa pela atuação do modo de controle Q priority. A priorização da parcela reativa da corrente elétrica

implica em uma redução no despacho de potência ativa por parte dos conversores eletrônicos, conforme observado na Figura 48.

A potência ativa injetada no sistema pela usina eólica e fotovoltaica apresenta comportamento distinto daquele observado para a usina hidrelétrica. Com um despacho inicial de 900 MW, a potência entregue pela usina eólica/fotovoltaica sofre algumas alterações devido à atuação dos modos de controle de frequência e corrente, mas logo retorna ao ponto de operação inicial. Por serem conectadas ao sistema elétrico por meio de conversores eletrônicos, o despacho de potência ativa apresenta um valor fixo determinado pelo controle geral das usinas.

Para as usinas convencionais, por outro lado, percebe-se que o despacho de potência ativa ocorre de forma bastante oscilatória, por meio da variação acentuada da potência ativa de saída. Após a situação de contingência a potência ativa entregue ao sistema elétrico se estabiliza com um despacho menor do que o ponto de operação anterior a perturbação. Isso se deve ao controle de frequência elétrica realizado pelas usinas hidrelétricas.

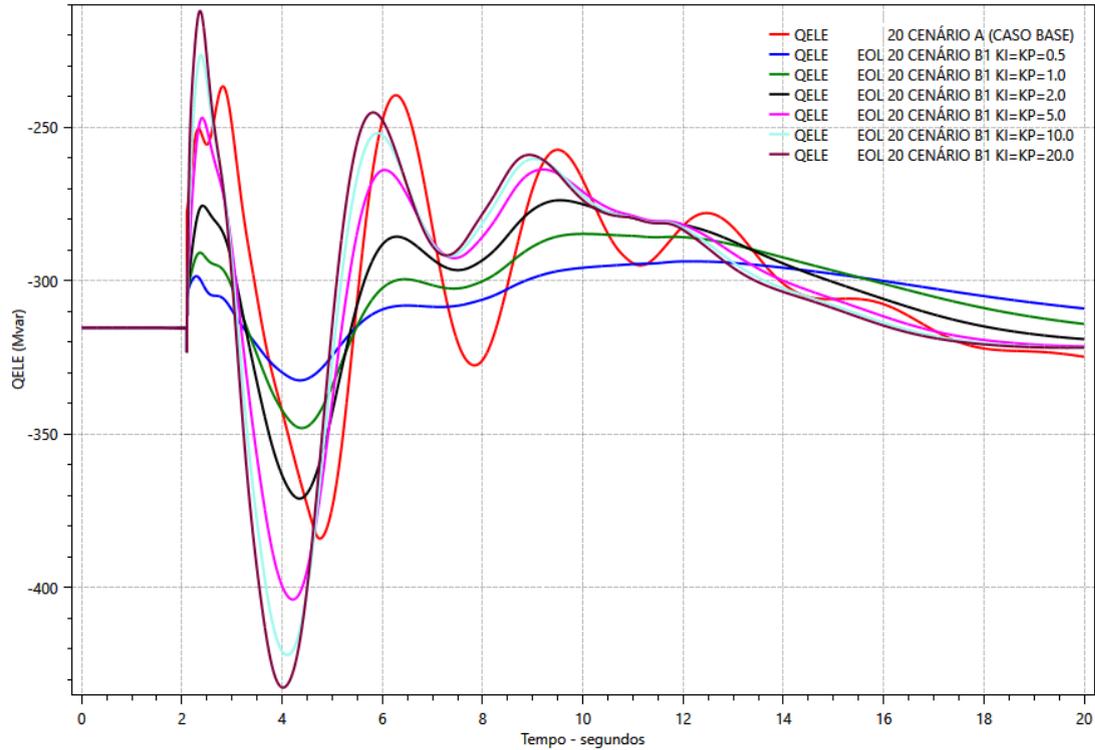
Com relação ao requisito de potência ativa de saída apresentado no submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede do ONS, observa-se que as usinas eólicas/fotovoltaicas respeitam o requisito, pois a potência ativa apresenta um rápido retorno ao valor pré-falta.

5.6.2.5. Potência reativa injetada pela usina conectada na barra 20

As potências reativas na usina na barra 20, para o cenário A e cenário B1 e B2, estão apresentadas nas Figura 49 e na Figura 50 para as usinas eólicas e fotovoltaicas, respectivamente.

- CENÁRIO B1 - GERAÇÃO EÓLICA NA REGIÃO SUDESTE

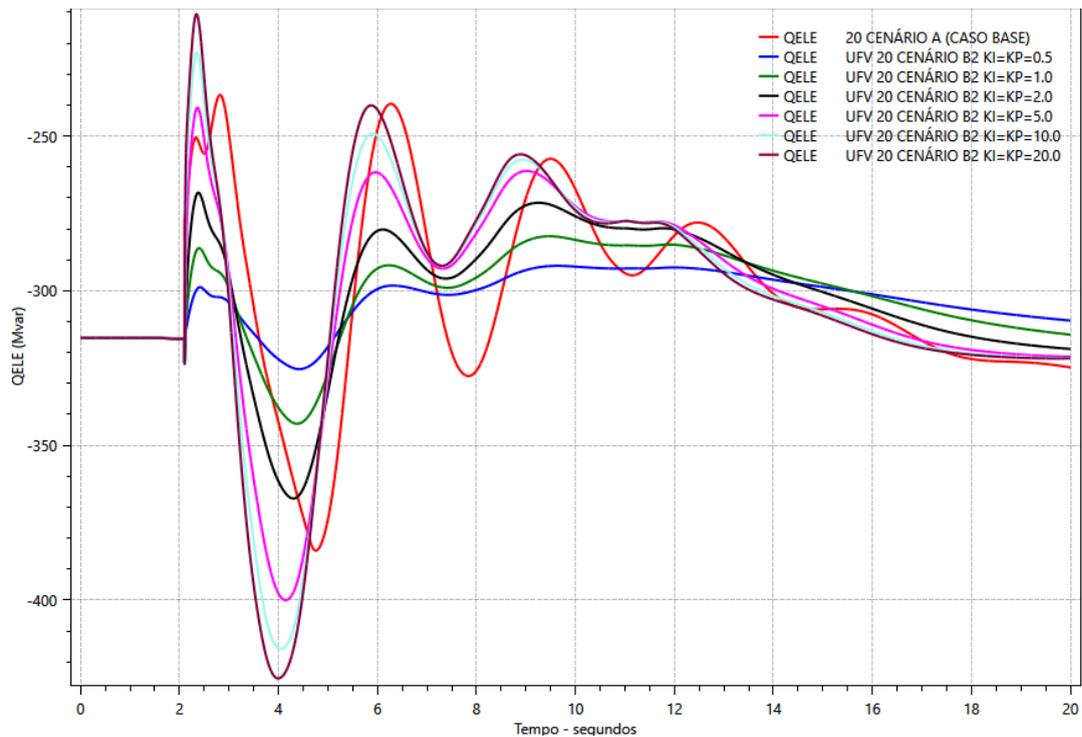
Figura 49 – Potência reativa na usina conectada na barra 20 para cenário B1 (geração eólica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

- CENÁRIO B2 - GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REGIÃO SUDESTE

Figura 50 – Potência reativa na usina conectada na barra 20 para cenário B2 (geração fotovoltaica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

A absorção de potência reativa por parte das usinas em ambos os cenários, ocorre de maneira mais expressiva no ponto em que a tensão elétrica na barra terminal da usina apresenta o seu máximo. O controle da tensão na barra de referência é realizado por meio da regulação do fluxo de potência reativa das usinas. Sendo assim, ao ocorrer variações elevadas nos valores de tensão, a potência de reativa entregue ou absorvida pelas usinas é alterada, de modo a auxiliar no controle e estabilização da tensão na barra.

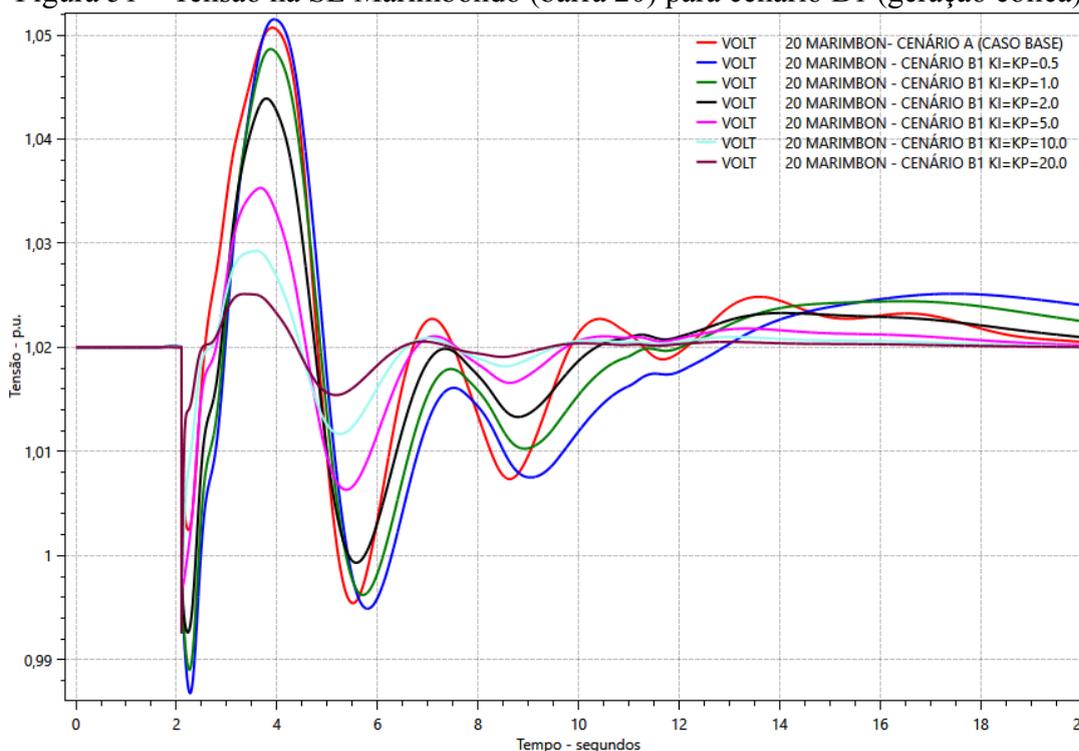
A potência reativa injetada no sistema pela usinas eólicas e fotovoltaicas nos instantes pós-contingência possuem relação direta com os ganhos dos controladores. Ganhos altos apresentam maior absorção de potência reativa, porém possuem resposta oscilatória mais acentuada. A potência reativa em casos com menores ganhos apresenta resposta mais estável, com menores variações.

5.6.2.6. Tensão na subestação marimbondo (terminal da usina)

A tensão na barra terminal da usina (barra 20) para o cenário A e cenários B1 e B2 estão presentes na Figura 51 e na Figura 52 para as usinas eólicas e fotovoltaicas, respectivamente. Adicionalmente, são apresentados na Tabela 18 e na Tabela 19 o tempo de recuperação da tensão e o valor atingido no instante $0+$ após o distúrbio na subestação de Marimbondo para o cenário B.

- CENÁRIO B1 - GERAÇÃO EÓLICA NA REGIÃO SUDESTE

Figura 51 – Tensão na SE Marimbondo (barra 20) para cenário B1 (geração eólica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

De modo a compreender a influência das usinas eólicas no tempo de recuperação e na degradação dos níveis de tensão no instante 0+, são apresentados na Tabela 18 os resultados obtidos para o para o cenário B1.

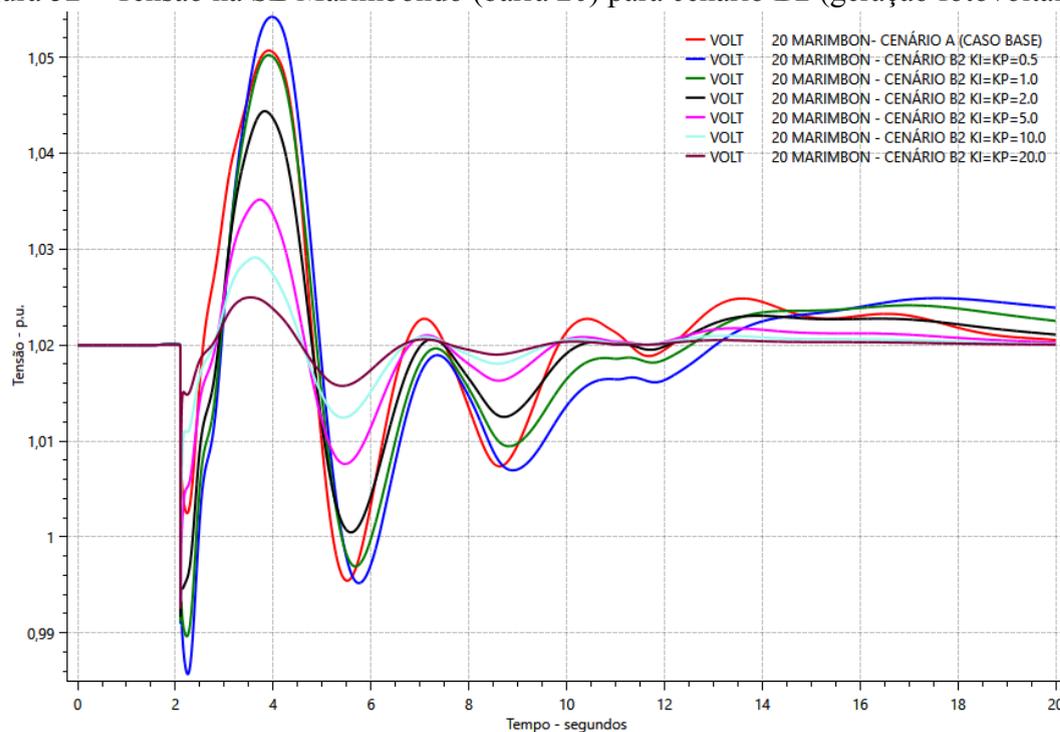
Tabela 18 - Tensão no instante 0+ e tempo de recuperação na subestação de Marimbondo para o cenário B1 (geração eólica).

Cenário A		
	V0+ barra 20 (p.u.)	Tempo recuperação (s)
	1,00881	0,467
Cenário B1		
Ganhos	V0+ barra 20 (p.u.)	Tempo recuperação (s)
Ki=KP=0,5	0,992571	0,870
Ki=KP=1,0	0,992561	0,835
Ki=KP=2,0	0,992546	0,780
Ki=KP=5,0	0,992523	0,685
Ki=KP=10,0	0,99251	0,565
Ki=KP=20,0	0,992505	0,425

Fonte: Elaborado pelo autor.

- CENÁRIO B2 - GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REGIÃO SUDESTE

Figura 52 – Tensão na SE Marimbondo (barra 20) para cenário B2 (geração fotovoltaica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

De modo a compreender a influência das usinas fotovoltaicas no tempo de recuperação e na degradação dos níveis de tensão no instante 0+ , são apresentados na Tabela 19 os resultados obtidos para o para o cenário B2.

Tabela 19 - Tensão no instante 0+ e tempo de recuperação na subestação de Marimbondo para o cenário B2 (geração fotovoltaica).

Cenário A		
	V0+ barra 20 (p.u.)	Tempo recuperação (s)
	1,00881	0,467
Cenário B2		
Ganhos	V0+ barra 20 (p.u.)	Tempo recuperação (s)
Ki=KP=0,5	0,992565	0,840
Ki=KP=1,0	0,992555	0,815
Ki=KP=2,0	0,992541	0,780
Ki=KP=5,0	0,992523	0,720
Ki=KP=10,0	0,992513	0,675
Ki=KP=20,0	0,992508	0,640

Fonte: Elaborado pelo autor.

O controle de tensão realizado pelas usinas em ambos os cenários possui relação direta com o fluxo de potência reativa das centrais geradoras. Por meio da análise da Figura 51 e da Figura 52, e dos resultados apresentados no item anterior, observa-se que os casos que apresentam maiores valores de potência reativa por parte das usinas apresentam formas de onda da tensão com comportamento mais estável. Ganhos altos nos conversores eletrônicos apresentam maiores fluxos de potência reativa com o sistema elétrico, acarretando em maior controle da tensão na barra de referência da usina.

Com relação à tensão na barra 20, é possível observar a influência do controle de tensão realizado pelas usinas eólicas/fotovoltaicas. Nos cenários B1 e B2 percebe-se que quanto maior o ganho K_i e K_p , maior é o controle exercido sobre a tensão na barra monitorada. As formas de onda para ganhos menores se apresentam mais oscilatórias e com maiores excursões de tensão. Em relação aos resultados obtidos para altos ganhos, a tensão estabilizou mais rapidamente, retornando ao valor original sem grandes variações.

A usina eólica/fotovoltaica com baixos ganhos apresenta comportamento dinâmico semelhante ao da usina hidrelétrica para o cenário da simulação em questão. O controle de tensão exercido pelas usinas hidrelétricas ocorre de maneira mais lenta e oscilatória.

Com relação ao comportamento da tensão no instante 0+ para os cenários B1 e B2, percebe-se que nos instantes iniciais os valores de tensão apresentam degradação mais acentuada em relação ao cenário A. A sustentação dos níveis de tensão ocorre de maneira mais efetiva no instante 0+ para o caso com usina hidrelétrica conectadas na barra da SE Marimbondo (barra 20). Tal resultado está associado ao fato da fonte da geração convencional utilizar uma máquina síncrona, com características de fonte de tensão.

A alteração dos ganhos dos controles de plantas das usinas afeta levemente os valores de tensão atingidos no instante 0+. Os maiores ganhos apresentam menores quedas de tensão logo após a perturbação.

O cenário B1 (geração eólica) apresenta o controle de tensão rápido para ganhos altos, o que reflete no tempo de recuperação. Para os ganhos acima de 20, o tempo de recuperação da usina eólica é inferior ao da usina convencional, demonstrando a eficiência do controle de tensão realizado na barra de referência da usina. Em contrapartida, a usina fotovoltaica apresenta o tempo de recuperação maior que a usina hidrelétrica do cenário A para todos os ganhos simulados.

As usinas eólicas e fotovoltaicas devem cumprir alguns requisitos apresentados no submódulo 2.10, para que seja possível a sua conexão com os sistemas de transmissão. Conclui-se que a tensão na barra 20, após a ocorrência da contingência, permaneceu dentro da faixa de variação permitida pela ONS de 95% a 105% da tensão nominal na barra, demonstrando assim, o cumprimento dos requisitos de controle de tensão pelos controle de planta das usinas eólicas e fotovoltaicas.

Com relação ao requisito de operação em regime de tensão não nominal, em condição de contingência é permitido que a tensão na barra de referência varie entre 0,95 a 1,05 p.u.. Sendo assim, as usinas eólicas e fotovoltaicas nos cenário B1 e B2 cumprem o requisito para todos os ganhos.

5.6.3. Cenário C - usina eólica/fotovoltaica na região Sul

As formas de ondas presentes neste item foram obtidas para a variação dos ganhos proporcionais e integrais do controle de planta das usinas eólicas e fotovoltaicas, por meio do modo de controle de tensão. As análises realizadas foram obtidas por meio da comparação com o cenário A, para os diversos ganhos simulados.

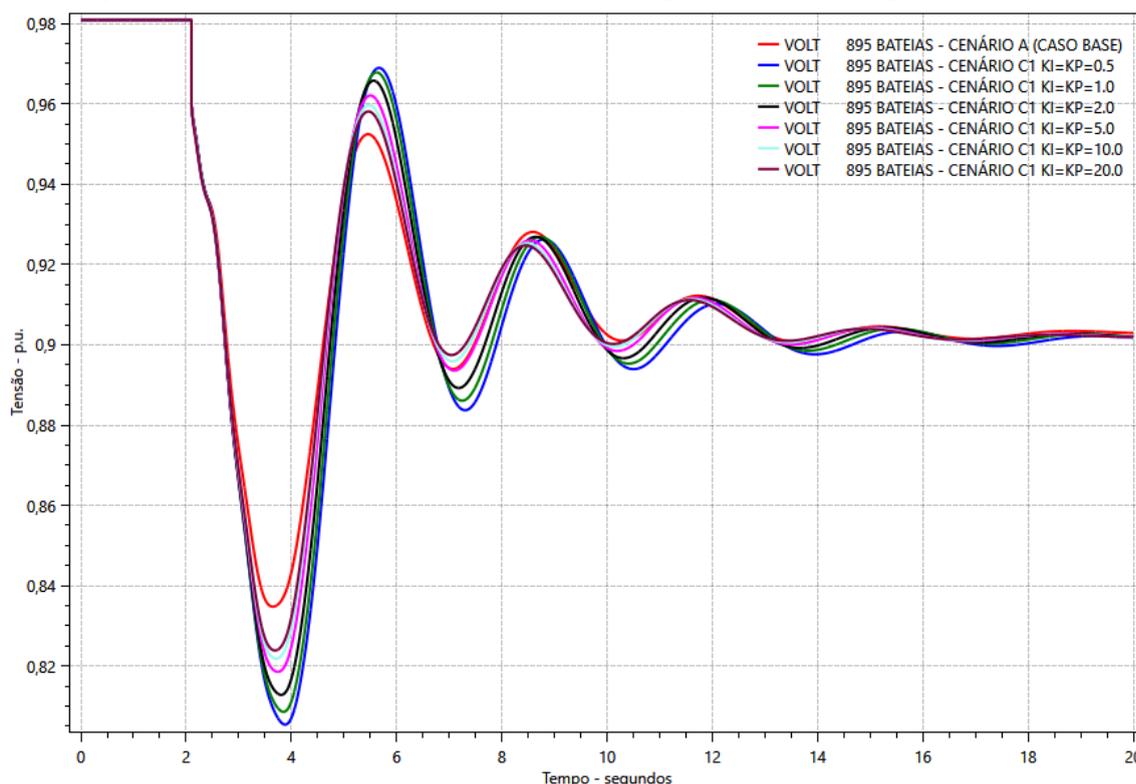
5.6.3.1. Tensão na barra de 500 kV da se Bateias

As tensões na barra de 500 kV para o cenário A (base) e para diferentes parametrizações do controle de planta nos Cenário C1 (geração eólica) e C2 (geração fotovoltaica) estão apresentadas na Figura 53 e na Figura 54, respectivamente. São apresentados na Tabela 20 e na Tabela 22 os valores das tensões mínimas e na Tabela 21 e na Tabela 23 a queda de tensão nas barras próximas a SE Bateias (barra 895). Os resultados são referentes à contingência da LT 500 kV Bateias-Ibiuna.

- Cenário C1- Geração eólica na região Sul

As formas de onda da tensão na SE Bateias (barra 895) para o cenário com geração eólica na região Sul são apresentados na Figura 53, em conjunto com o resultado obtido para o cenário A (base).

Figura 53 –Tensão na SE Bateias (barra 895) para cenário C1 (geração eólica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os níveis de tensão apresentados na Tabela 20 correspondem aos valores obtidos no maior afundamento da tensão após a contingência. Para cada ganho dos controles de planta das usinas há um nível de degradação da tensão.

Tabela 20 - Tensões mínimas barras próximas da interligação para o cenário C1 (geração eólica).

Cenário A				
	Vmin barra 103 (p.u.)	Vmin barra 122 (p.u.)	Vmin barra 895 (p.u.)	V min barra 959 (p.u.)
	0,999	0,974	0,835	0,848
Cenário C1				
Ganhos	Vmin barra 103 (p.u.)	Vmin barra 122 (p.u.)	Vmin barra 895 (p.u.)	V min barra 959 (p.u.)
Ki=KP=0,5	0,999	0,974	0,805	0,822
Ki=KP=1,0	0,999	0,974	0,809	0,825
Ki=KP=2,0	0,999	0,974	0,813	0,829
Ki=KP=5,0	0,998	0,974	0,819	0,834
Ki=KP=10,0	0,998	0,974	0,822	0,837
Ki=KP=20,0	0,998	0,974	0,824	0,838

Fonte: Elaborado pelo autor.

De modo a quantificar a degradação dos níveis de tensão nas barras próximas a SE bateias é apresentado na Tabela 21 a variação das tensões após a contingência.

Tabela 21 - Variação da tensão nas barras próximas da interligação para o cenário C1 (geração eólica).

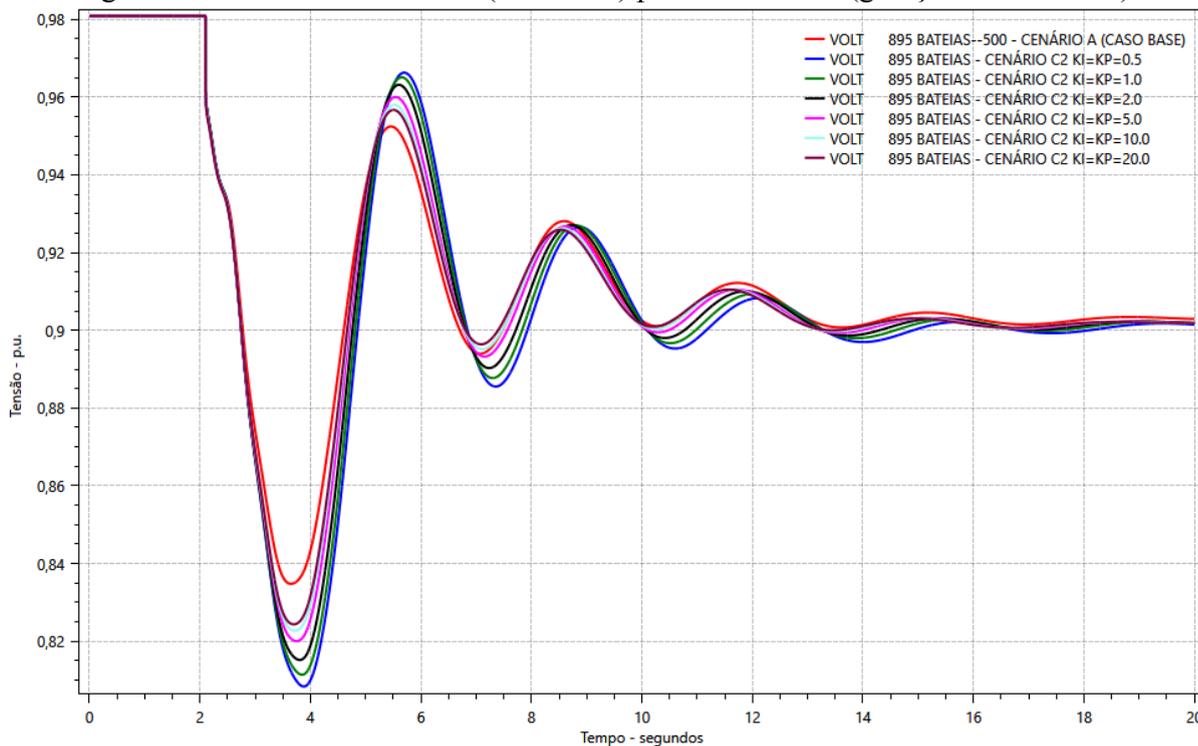
Cenário A				
	ΔV barra 103 (%)	ΔV barra 122 (%)	ΔV barra 895 (%)	ΔV barra 959 (%)
	3,954	4,128	14,608	12,451
Cenário C1				
Ganhos	ΔV barra 103 (%)	ΔV barra 122 (%)	ΔV barra 895 (%)	ΔV barra 959 (%)
Ki=KP=0,5	3,946	4,133	17,544	15,039
Ki=KP=1,0	3,950	4,137	17,226	14,754
Ki=KP=2,0	3,956	4,144	16,804	14,376
Ki=KP=5,0	3,968	4,158	16,230	13,863
Ki=KP=10,0	3,976	4,168	15,902	13,573
Ki=KP=20,0	3,978	4,171	15,695	13,391

Fonte: Elaborado pelo autor.

- CENÁRIO C2 - GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REGIÃO SUL

As formas de onda da tensão na SE Bateias (barra 895) para o cenário com geração fotovoltaica na região Sul são apresentados na Figura 54 em conjunto com o resultado obtido para o cenário A (base).

Figura 54 –Tensão SE Bateias (barra 895) para cenário C2 (geração fotovoltaica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os níveis de tensão apresentados na Tabela 12 correspondem aos valores obtidos para a geração fotovoltaica localizada na SE de Machadinho. Para cada ganho dos controles de planta das usinas há um nível de degradação da tensão.

Tabela 22 - Tensões mínimas barras próximas da interligação para o cenário C2 (geração fotovoltaica).

Cenário A				
	Vmin barra 103 (p.u.)	Vmin barra 122 (p.u.)	Vmin barra 895 (p.u.)	V min barra 959 (p.u.)
	0,999	0,974	0,835	0,848
Cenário C2				
Ganhos	Vmin barra 103 (p.u.)	Vmin barra 122 (p.u.)	Vmin barra 895 (p.u.)	V min barra 959 (p.u.)
Ki=KP=0,5	0,999	0,974	0,808	0,825
Ki=KP=1,0	0,999	0,974	0,811	0,827
Ki=KP=2,0	0,999	0,974	0,815	0,831
Ki=KP=5,0	0,998	0,974	0,820	0,835
Ki=KP=10,0	0,998	0,974	0,823	0,837
Ki=KP=20,0	0,998	0,974	0,824	0,839

Fonte: Elaborado pelo autor.

De modo a quantificar a degradação dos níveis de tensão nas barras próximas a SE Bateias é apresentado na Tabela 14 a variação das tensões após a contingência.

Tabela 23 - Variação da tensão nas barras próximas da interligação para o cenário C2 (geração fotovoltaica).

Cenário A				
	ΔV barra 103 (%)	ΔV barra 122 (%)	ΔV barra 895 (%)	ΔV barra 959 (%)
	3,954	4,128	14,608	12,451
Cenário C2				
Ganhos	ΔV barra 103 (%)	ΔV barra 122 (%)	ΔV barra 895 (%)	ΔV barra 959 (%)
Ki=KP=0,5	3,945	4,131	17,249	14,768
Ki=KP=1,0	3,950	4,138	16,945	14,497
Ki=KP=2,0	3,958	4,146	16,566	14,159
Ki=KP=5,0	3,968	4,158	16,080	13,728
Ki=KP=10,0	3,972	4,164	15,815	13,492
Ki=KP=20,0	3,975	4,167	15,649	13,345

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o cenário A, a tensão na barra de 500 kV da subestação de Bateias (barra 895) apresenta comportamento dinâmico mais estável do que quando comparado aos cenários C1 e

C2. A troca de uma usina hidrelétrica localizada na região Sul por usinas eólicas/fotovoltaicas acarretou em uma piora do desempenho dinâmico da tensão na barra 895, com degradação dos níveis de tensão quando comparado aos cenários A e B.

A variação dos ganhos dos controles de planta das centrais geradoras eólicas/fotovoltaicas influencia na recuperação da tensão após a contingência. Ganhos altos conduzem a menores oscilações nos valores da tensão.

Com relação aos valores de tensão apresentados na Tabela 20 e na Tabela 22, observa-se que a barra 895 apresenta o menor valor de tensão após a situação de contingências para ambas as fontes de geração. As maiores quedas de tensão observadas no sistema foram obtidas na barra de 500 kV da subestação de Bateias (barra 895), com o valor variando entre 15,64% a 17,54%. A troca de uma usina hidrelétrica da região sul por uma eólica/fotovoltaica acarretou no aumento considerável da queda de tensão em grande parte das barras dos sistemas, quando comparados com o cenário A. Deve-se observar que, neste caso, a usina substituída encontra-se eletricamente mais próxima do centro elétrico do sistema para a contingência examinada.

A variação dos ganhos apresenta uma pequena alteração nos valores de queda de tensão. Ganhos altos acarretam em uma redução da queda de tensão nas demais barras do sistema.

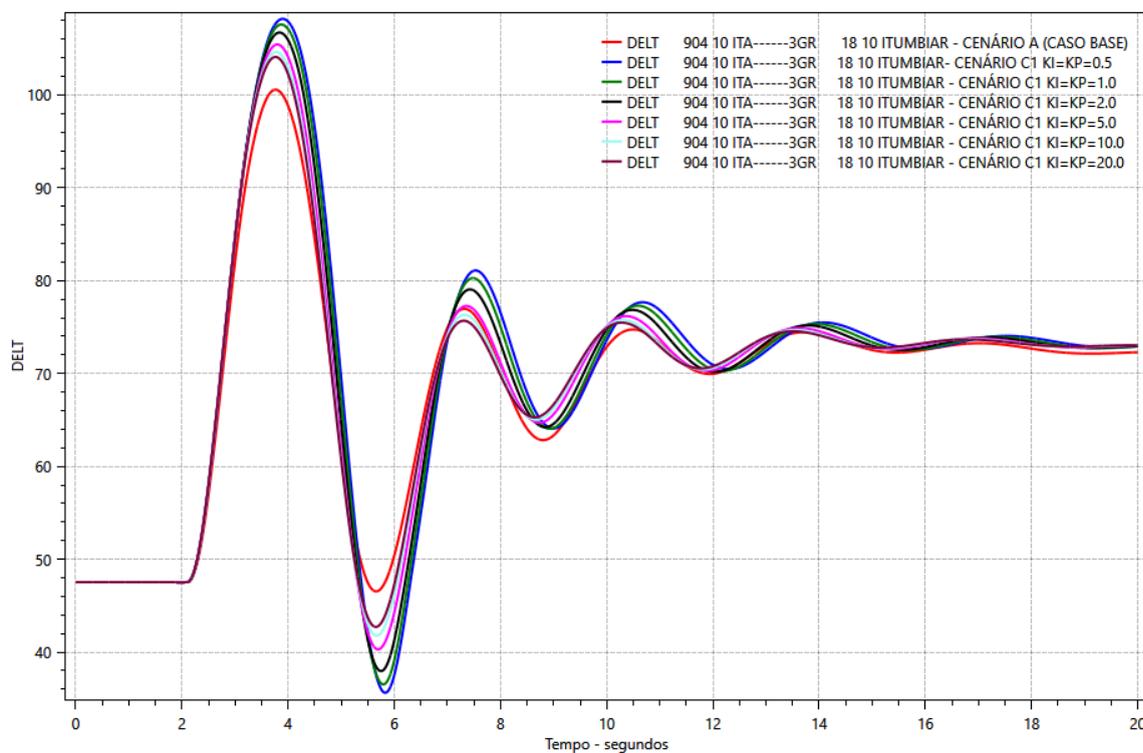
De modo a analisar a estabilidade do sistema para o cenário C após uma perturbação, foi verificado o atendimento de alguns critérios presentes no submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS. Observa-se que a tensão mínima apresentada na primeira oscilação respeitou o limite de 63% da tensão nominal para todos os cenários analisados. Nas demais oscilações, a tensão mínima atingida apresentou valor acima de 84% do valor nominal. Com relação aos critérios de variação da tensão final e inicial, percebe-se que a tensão estabiliza-se próxima a 0,9 p.u., o que implica em uma variação menor que 10% para todos os casos simulados. Dessa forma, para ambos os cenários o sistema é considerado estável de acordo com os critérios de estabilidade.

5.6.3.2. Defasagem angular entre rotores de máquinas síncronas

As defasagens angulares entre os rotores das unidades geradoras das UHE Itá (região Sul) e Itumbiara (região Sudeste) para o cenário A (base) e para diferentes parametrizações do controle de planta nos Cenários C1 (geração eólica) e C2 (geração fotovoltaica) estão apresentadas na Figura 55 e na Figura 56, respectivamente.

- CENÁRIO C1 - GERAÇÃO EÓLICA NA REGIÃO SUL

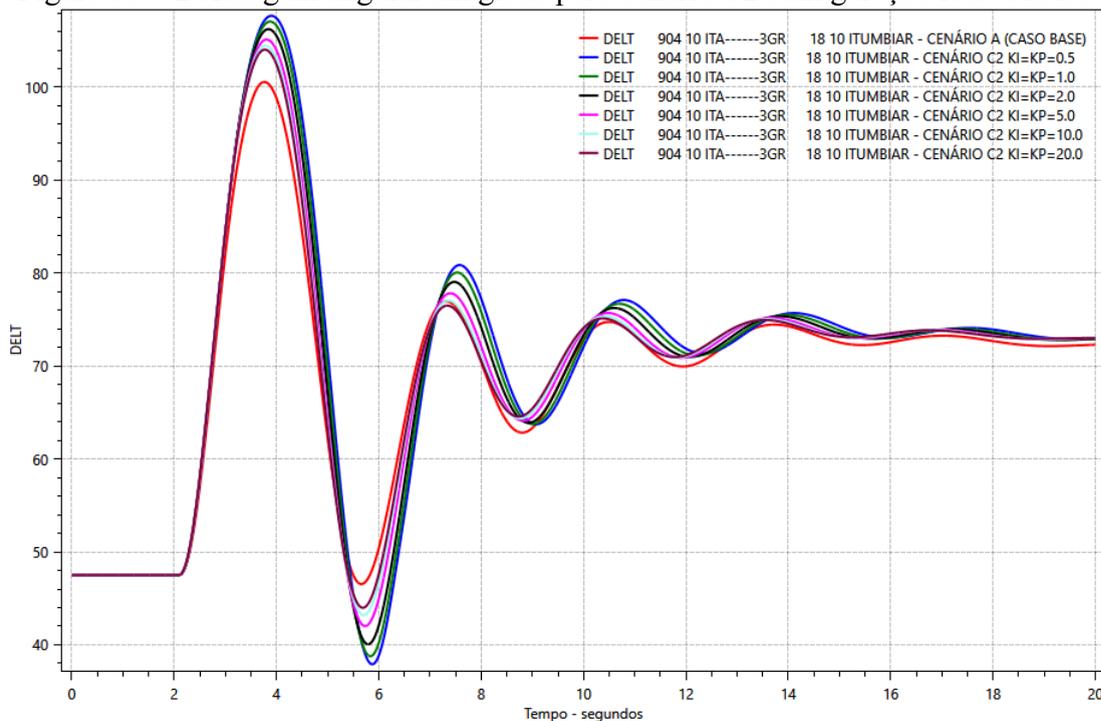
Figura 55 – Defasagem angular em graus para cenário C1 (geração eólica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

- CENÁRIO C2 - GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REGIÃO SUL

Figura 56 – Defasagem angular em graus para cenário C2 com geração fotovoltaica.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Por meio dos gráficos apresentados na Figura 55 e na Figura 56, percebe-se que o cenário A (caso base) apresenta a menor excursão da defasagem angular entre as máquinas da região Sul e Sudeste. A troca de uma usina hidrelétrica por uma usina conectada por conversores eletrônicos na região Sul implica, neste caso, em um aumento da defasagem angular entre os rotores das máquinas síncronas, o que caracteriza uma degradação do desempenho dinâmico.

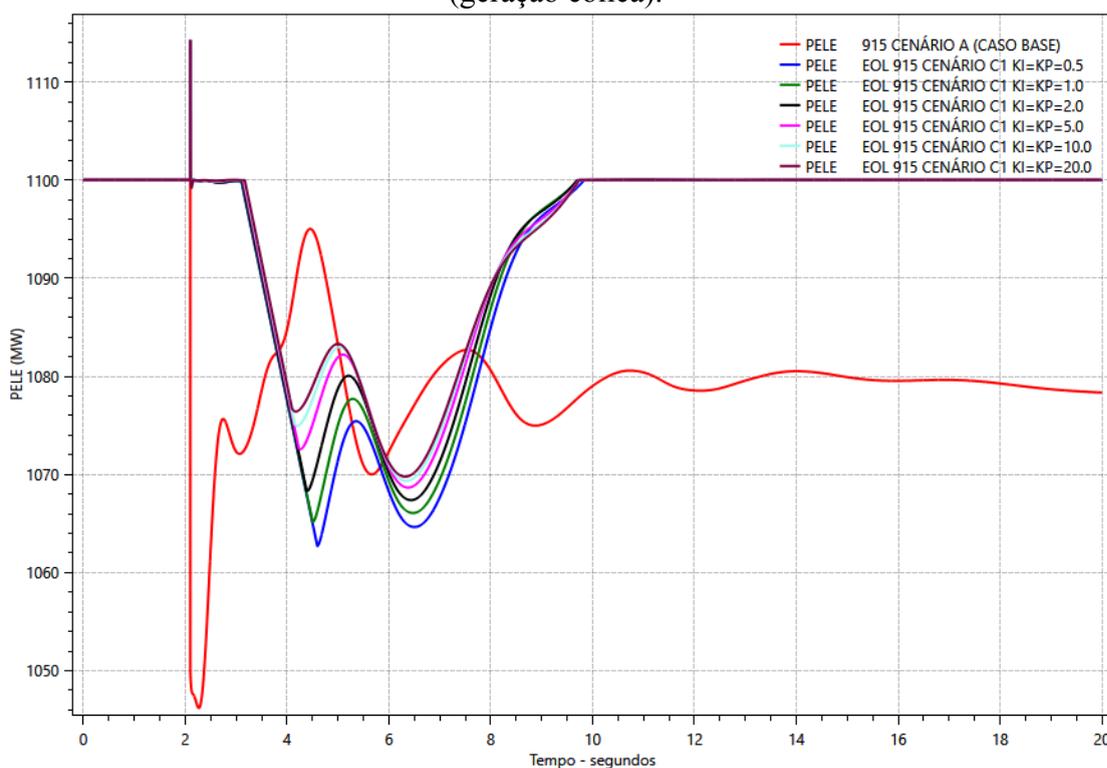
Os ganhos proporcionais e integrais dos controles de planta das usinas não convencionais influenciam nas defasagens angulares das máquinas síncronas nos cenários C1 e C2. É possível observar que para ganhos menores, a forma de onda da defasagem se apresenta mais oscilatória, possuindo maiores variações nos ângulos dos rotores. Para ganhos altos, a defasagem angular é mais estável.

5.6.3.3. Potência ativa injetada pela usina conectada na barra 915

As potências ativas injetadas pela usina na barra 915, para o cenário A e cenários C1 e C2 estão apresentadas nas Figura 57 e na Figura 58 para as usinas eólicas e fotovoltaicas, respectivamente.

- CENÁRIO C1 - GERAÇÃO EÓLICA NA REGIÃO SUL

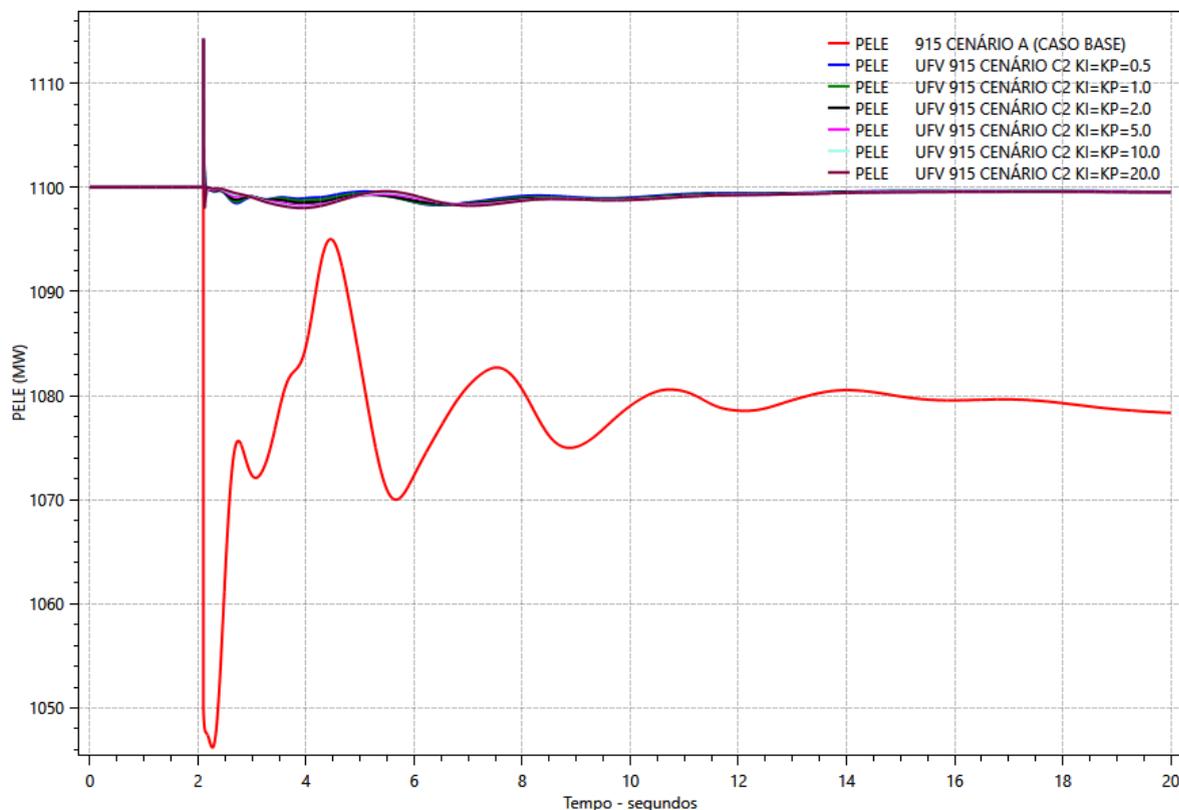
Figura 57 – Potência ativa injetada pela usina conectada na barra 915 para cenário C1 (geração eólica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

- CENÁRIO C2 - GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REGIÃO SUL

Figura 58 – Potência ativa injetada pela usina conectada na barra 915 para cenário C2 (geração fotovoltaica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Assim como observado no cenário B1, o comportamento da usina eólica localizada na região Sul apresenta características semelhantes. Em condições de sobrefrequências na rede elétrica, o controle de planta das usinas eólicas realiza a regulação da injeção de potência ativa como forma de contribuir para a estabilização da frequência elétrica. Dessa maneira, nos instantes seguintes ao distúrbio ocorre a redução no despacho de potência ativa por parte das usinas de modo a regular a frequência elétrica, conforme apresentado na Figura 57. Após a frequência elétrica atingir valores admissíveis, dentro da faixa de 59,8 a 60,2 Hz, é restabelecida a injeção de potência ativa por parte da usina.

No cenário C2, apesar do modo de controle Q priority estar ativado, a potência ativa injetada pela usina fotovoltaica não apresentou grandes variações, permanecendo próximo ao despacho inicial de 1100 MW. De fato, as condições iniciais e a excursão transitória da potência reativa neste caso não conduz a limitações de corrente.

No cenário C1, a potência ativa injetada no sistema pela usina eólica sofre uma queda após a ocorrência da perturbação, porém nos instantes seguintes retorna ao valor de despacho original devida a ação dos conversores eletrônicos. Estes equipamentos possuem um valor de

despacho de potência ativa fixado, fazendo com que após a situação de contingência a usina retorne à condição anterior. Em relação a usina fotovoltaica, o valor da potência ativa de saída não apresenta grandes alterações.

Em contrapartida, a usina convencional presente no cenário A apresenta, inicialmente, uma queda de potência ativa maior, não retornando ao despacho de potência original após a contingência. Esse comportamento se deve ao controle de frequência (regulação primária) realizado pelas usinas hidrelétricas.

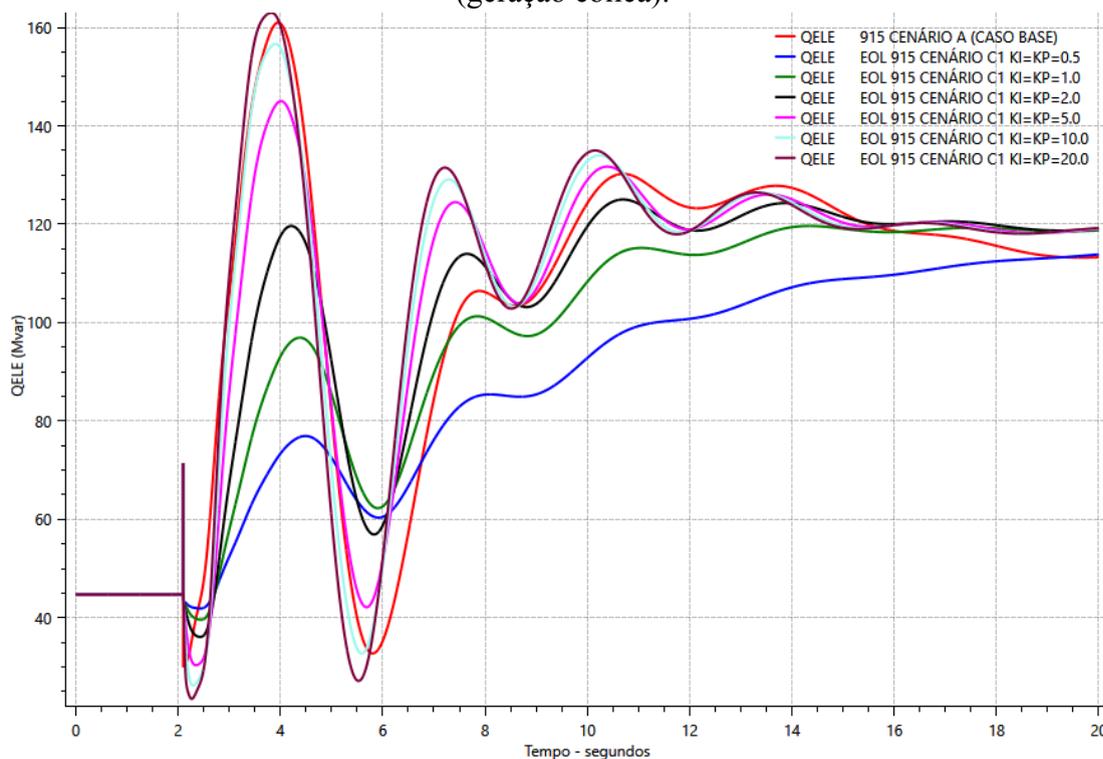
Com relação ao requisito de potência ativa de saída apresentado no submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede do ONS, observa-se que as usinas eólicas/fotovoltaicas respeitam os requisitos de potência ativa de saída visto que a potência apresenta um rápido retorno ao valor pré-falta.

5.6.3.4. Potência reativa injetada pela usina conectada na barra 915

A potência reativa injetada pela usina na barra 915, para o cenário A e os cenários C1 e C2 estão apresentadas nas Figura 59 e na Figura 60 para as usinas eólicas e fotovoltaicas, respectivamente.

- CENÁRIO C1 - GERAÇÃO EÓLICA NA REGIÃO SUL

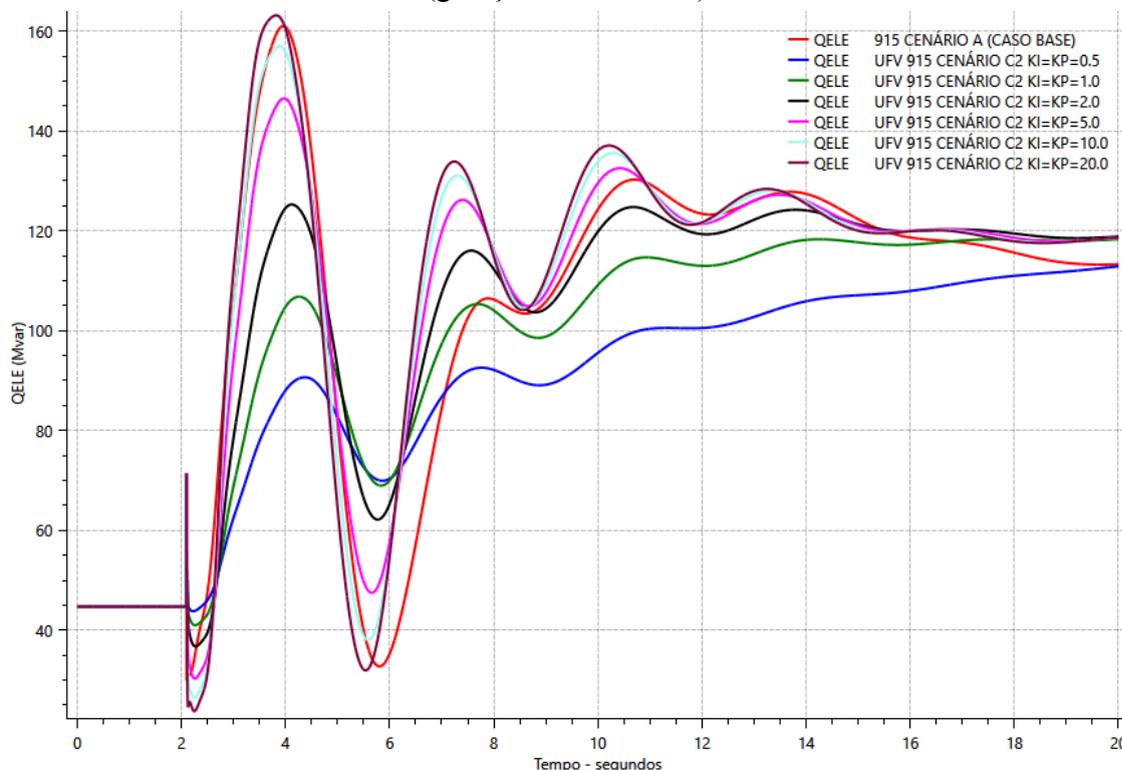
Figura 59 – Potência reativa injetada pela usina conectada na barra 915 para cenário C1 (geração eólica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

- CENÁRIO C2 - GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REGIÃO SUL

Figura 60 –Potência reativa injetada pela usina conectada na barra 915 para cenário C2 (geração fotovoltaica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Por meio da análise da Figura 59 e Figura 60 percebe-se que em ambos os cenários a máxima injeção de potência reativa por parte das usinas ocorre no ponto em que a tensão na barra terminal da central geradora apresenta a maior queda nos valores. Através do controle da potência injetada no sistema elétrico as usinas realizam a regulação da tensão na barra de referência de modo a fornecer o suporte necessário para o restabelecimento dos níveis adequados de tensão.

A variação dos ganhos nos controladores possui relação direta com o fornecimento de reativos para o sistema elétrico. Assim, a injeção de potência reativa por parte das usinas eólicas e fotovoltaicas no cenário C ocorre de maneira acentuada para ganhos altos. Através das formas de onda de ambos os cenários percebe-se que a capacidade de injeção de reativos das usinas hidrelétricas no cenário A se assemelham aos cenários C1 e C2 para o caso com o maior ganho.

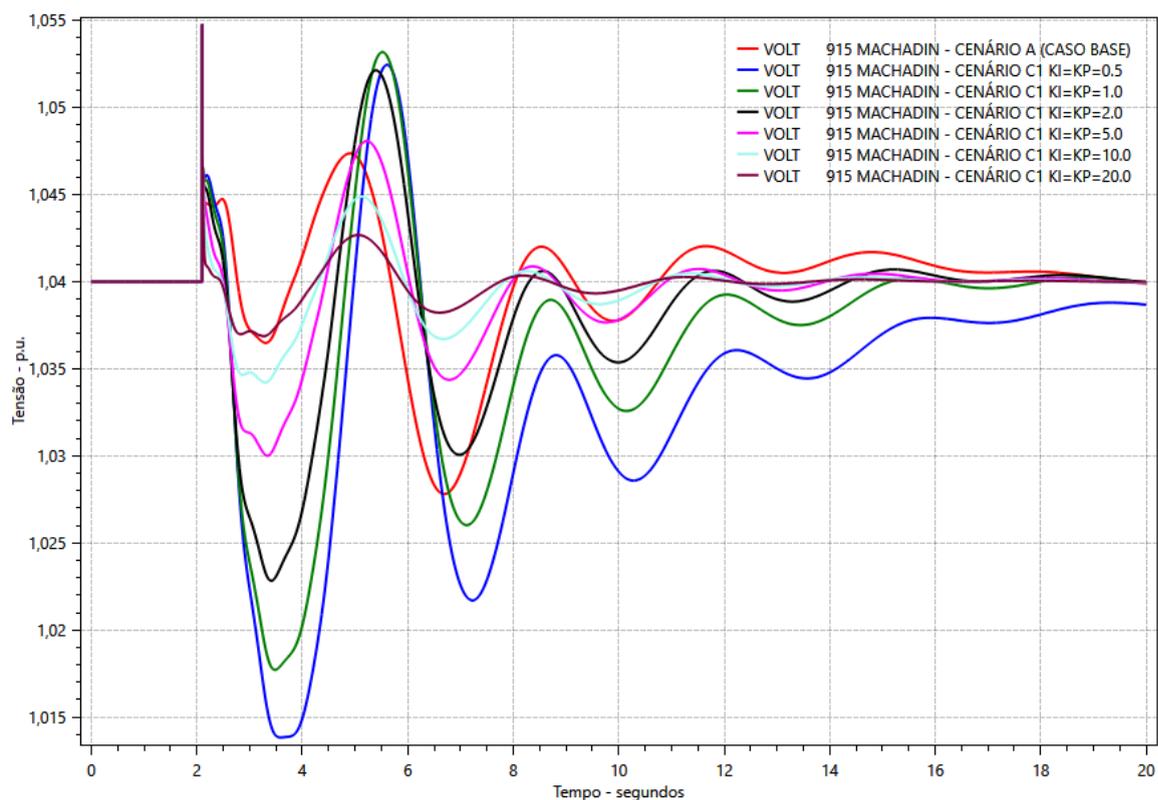
5.6.3.5. Tensão na subestação machadinho (terminal da usina)

A tensão na barra terminal da usina para o cenário A e os cenários C1 e C2 estão presentes na Figura 61 e Figura 62 para as usinas eólicas e fotovoltaicas, respectivamente.

Adicionalmente, são apresentados nas Tabela 24 e Tabela 25 o tempo de recuperação da tensão e o valor atingido no instante 0+ após o distúrbio na subestação de Machadinho para o cenário C.

- CENÁRIO C1 - GERAÇÃO EÓLICA NA REGIÃO SUL

Figura 61 –Tensão na subestação Machadinho para cenário C1 (geração eólica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

De modo a compreender a influência das usinas eólicas no tempo de recuperação e na degradação dos níveis de tensão no instante 0+, são apresentados na Tabela 24 os resultados obtidos para o cenário C1.

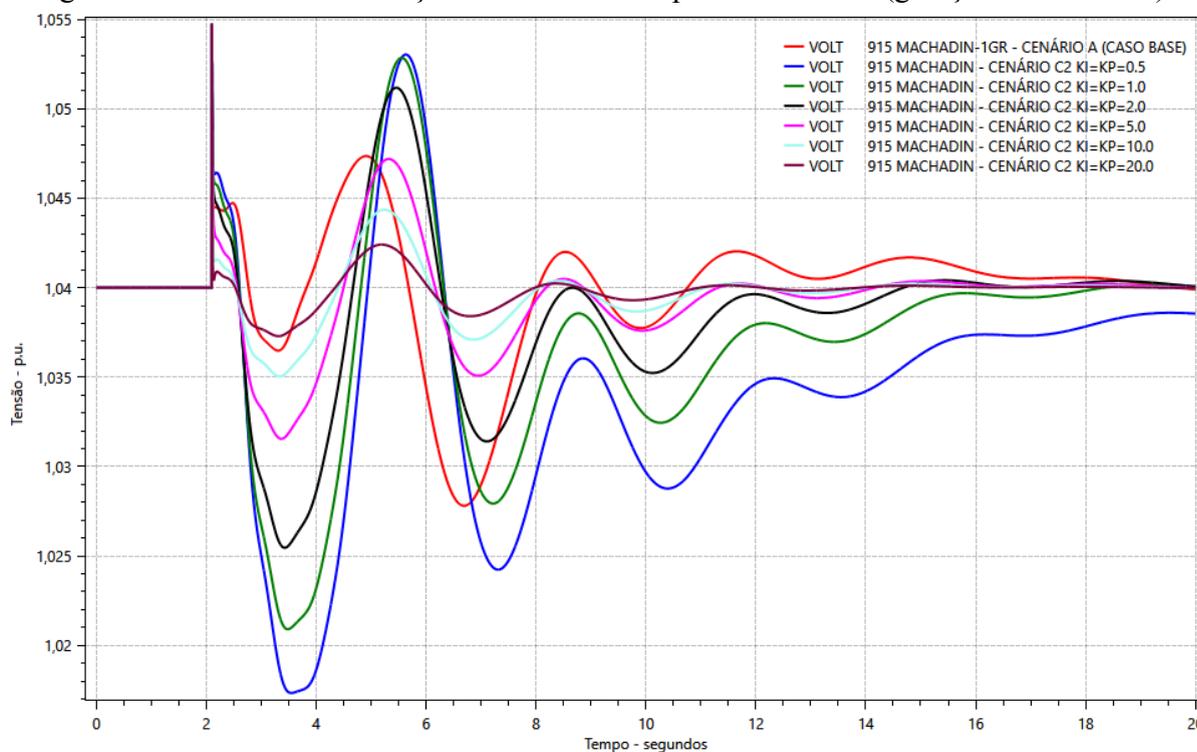
Tabela 24 - Tensão no instante 0+ e tempo de recuperação na subestação de Machadinho para o cenário C1 (geração eólica).

Cenário A		
	V0+ barra 915 (p.u.)	Tempo recuperação (s)
	1,04522	0,668
Cenário C1		
Ganhos	V0+ barra 915 (p.u.)	Tempo recuperação (s)
Ki=KP=0,5	1,05477	0,475
Ki=KP=1,0	1,05477	0,474
Ki=KP=2,0	1,05477	0,441
Ki=KP=5,0	1,05477	0,404
Ki=KP=10,0	1,05477	0,379
Ki=KP=20,0	1,05478	0,362

Fonte: Elaborado pelo autor.

- CENÁRIO C2 - GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REGIÃO SUL

Figura 62 –Tensão na subestação de Machadinho para cenário C2 (geração fotovoltaica).



Fonte: Elaborado pelo autor.

De modo a compreender a influência das usinas fotovoltaicas no tempo de recuperação e na degradação dos níveis de tensão no instante 0+, são apresentados na Tabela 25 os resultados obtidos para o para o cenário C2.

Tabela 25 - Tensão no instante 0+ e tempo de recuperação na subestação de Machadinho para o cenário C2 (geração fotovoltaica).

Cenário A		
	V0+ barra 915 (p.u.)	Tempo recuperação (s)
	1,04522	0,668
Cenário C2		
Ganhos	V0+ barra 915 (p.u.)	Tempo recuperação (s)
Ki=KP=0,5	1,05477	0,500
Ki=KP=1,0	1,05477	0,490
Ki=KP=2,0	1,05477	0,475
Ki=KP=5,0	1,05477	0,455
Ki=KP=10,0	1,05478	0,435
Ki=KP=20,0	1,05478	0,425

Fonte: Elaborado pelo autor.

O controle da tensão da barra terminal das usinas ocorre por meio da regulação da potência reativa injetada no sistema elétrico pelas centrais geradoras. Percebe-se por meio da Figura 61 e Figura 62 que as formas de onda da tensão mais estáveis ocorrem para os casos com maiores injeções de reativos na rede elétrica por parte das usinas. Ganhos altos nos conversores eletrônicos apresentam maiores fluxos de potência reativa com o sistema elétrico, acarretando em maior suporte aos níveis de tensão.

As usinas eólicas e fotovoltaicas apresentam uma queda de tensão maior nos instantes iniciais após a perturbação quando comparado ao cenário A. Porém, para os ganhos altos possuem uma resposta dinâmica da tensão menos oscilatória e com menor tempo de recuperação quando comparados ao cenário A.

A tensão na subestação de Machadinho (barra 915) no instante 0+ apresenta maior degradação para os cenários C1 e C2. A recuperação da tensão apresenta um desempenho melhor para os cenários C1 e C2 quando comparado ao caso base (cenário A). Dentre as fontes de geração renováveis, a usina eólica possui tempo de recuperação menor para ganhos

mais altos. Nesse sentido, a central geradora eólica apresenta um controle mais rápido da tensão para determinados ganhos.

Com a variação dos ganhos dos controles de plantas das usinas há uma melhora no controle da tensão, conforme evidenciado nos tempos de recuperação e na tensão no instante $0+$.

O controle de tensão realizado pelas usinas eólicas e fotovoltaicas na barra 915 deve respeitar os requisitos exigidos pelo submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede do ONS. Por meio da análise da tensão na barra de referência da usinas percebe-se que a variação apresentada permaneceu entre 95% e 105% do valor nominal da tensão após a contingência. Com relação ao requisito de operação em regime de tensão não nominal, em condição de contingência, é permitido que a tensão na barra de referência varie entre 0,95 a 1,05 p.u.. Sendo assim, as usinas dos cenários C1 e C2 cumprem os requisitos para todos os ganhos.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

Por meio dos resultados obtidos é perceptível a influência das usinas eólicas e fotovoltaicas no controle de tensão e na estabilidade do sistema de potências. Através das análises realizadas é possível observar que a localização da usina no sistema influenciou de maneira positiva em um dos cenários e de maneira não tão vantajosa no outro cenário.

Nos cenários na qual as usinas eólicas e fotovoltaicas estão localizadas na região Sudeste há uma melhora no comportamento dinâmico do sistema teste, quando submetido a uma contingência na interligação Sul/Sudeste. Em contrapartida, a substituição de usinas convencionais por centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas na região Sul, acarretou em degradação do desempenho dinâmico.

Os ganhos dos controles de planta de usinas eólicas e fotovoltaicas apresentam grande influência no desempenho dos controles realizados por este tipo de fonte de geração. A elevação dos ganhos dos controles de planta acarreta em resposta dinâmica do sistema teste mais estável e menos oscilatória, para a tensão e a defasagem angular entre rotores, nos cenários B e C.

Os modelos das usinas eólicas e fotovoltaicas utilizados nas simulações são do tipo seguidos de rede (grid following), o qual apresenta comportamento semelhante a uma fonte de corrente. Esta característica pode ser apontada como um dos principais motivos pelos quais ocorre uma variação dos níveis de tensão, no instante $0+$, mais elevada nos cenários B e C. No caso na qual havia a presença da usina convencional conectada à barra, a sustentação dos níveis de tensão ocorreu de maneira mais efetiva. Isso se deve ao fato das usinas convencionais se comportarem como fontes de tensão.

De modo a apresentar melhores resultados para o controle de tensão, alguns operadores de sistemas e fabricantes estão estudando o uso de conversores eletrônicos dos tipo formadores de rede (grid forming). Este tipo de conversor é caracterizado por apresentar o comportamento semelhante a uma fonte de tensão, auxiliando na sustentação dos níveis de tensão na barra no instante $0+$.

6.1. Sugestões para trabalhos futuros

Com a perspectiva de crescimento da participação das fontes de geração eólica e fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, são necessários mecanismos que mitiguem os possíveis efeitos negativos causados pela interação entre os controles das usinas convencionais e os das usinas eólicas e fotovoltaicas. Em face deste quadro, é necessário o

desenvolvimento de estudos acerca dos controles das usinas conectadas por conversores eletrônicos e da influência que estes causam nos sistemas elétricos.

Com o intuito de analisar a influência dos controles presentes nas usinas eólicas e fotovoltaicas na dinâmica do sistema elétrico, foram realizadas simulações para um sistema elétrico base. A representação de grande parte das usinas presentes no sistema em questão foi realizada por meio de fontes de geração convencional, havendo apenas uma central geradora conectada ao sistema de potência por meio de conversores eletrônicos. Sendo assim, em trabalhos futuros pode-se analisar a influência dos controles de plantas das usinas eólicas e fotovoltaicas em sistemas que possuam maior quantidade de centrais geradoras conectadas por conversor eletrônico.

Visando a caracterização da influência dos tipos de conversores eletrônicos nos sistemas de potência, a utilização de conversores do tipo formadores de rede (grid forming) nas usinas eólicas e fotovoltaicas pode ser objeto de estudos em trabalhos futuros.

Outro ponto a ser analisado futuramente está relacionado à presença de outros dispositivos que envolvam eletrônica de potência, como os sistemas de transmissão HVDC e dentre outros. De modo a observar a interação entre as malhas de controle de ambos os dispositivos eletrônicos.

7. REFERÊNCIAS

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. **Procedimentos de Rede: 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão.** Disponível em <https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.10-RQ_2023.10.pdf>. Acesso em: 20 jan. 2024.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. **Procedimentos de Rede: 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos.** Disponível em https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.3-CR_2022.10.pdf. Acesso em: 16 jul. 2023.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. **Banco de dados de Anatem e PacDyn** 2023. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/paginas/busca.aspx>. Acesso em: 10 mar. 2024.

KUNDUR, Prabha. **Power System Stability and Control.** New York: McGraw-Hill, 1994.

NAÇÕES UNIDAS. **O que são mudanças climáticas?**. Nações Unidas Brasil. 2023. Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/175180-o-que-são-mudanças-climáticas>. Acesso em: 8 nov. 2024.

CARVALHO, Joaquim Francisco de. **Combustíveis fósseis e insustentabilidade.** Ciência & Cultura, São Paulo, v. 60, n. 3, set. 2008. Disponível em: http://cienciaecultura.bvs.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0009-67252008000300011. Acesso em: 8 nov. 2024.

EFTEKHARNEJAD, Sara; VITTAL, Vijay; HEYDT, Gerald Thomas; KEEL, Brian; LOEHR, Jeffrey. **Impacto do aumento da penetração da geração fotovoltaica nos sistemas de energia.** IEEE Transactions on Power Systems, v. 28, n. 2, p. 893-901, out. 2012. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6331592>. Acesso em: 07 out. 2024.

NANNI, Marcelo. **Modelagem e Análise dos Impactos da Inserção de Plantas PV na Operação e Controle de Sistemas Elétricos de Potência**. 2021. 224 p. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2021. Disponível em: <https://repositorio.unicamp.br/acervo/detalhe/1165940>. Acesso em: 07 out. 2024.

PARENTE, Deleon Ponte. **Análise da estabilidade de sistemas elétricos de potência usando modelos genéricos de fontes eólica e solar fotovoltaica**. 2018. 192 p. Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2018. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/35024>. Acesso em: 07 out. 2024.

MREHEL, Omar G.; SHAMEK, Abdunnaser S.; HAMOUDA, Mohamed D. **Power system transient stability investigation in the presence of photovoltaic generation**. In: 17th INTERNATIONAL CONFERENCE ON SCIENCES AND TECHNIQUES OF AUTOMATIC CONTROL AND COMPUTER ENGINEERING (STA), 19-21 dez. 2016, Sousse, Tunísia. IEEE, 2016. p. 2384-2393. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7952009>. Acesso em: 07 out. 2024.

DUARTE, Antônio Carlos. **Introdução à proteção de sistemas elétricos de potência: equipamentos de geração e transmissão, conceitos e critérios**. 1. ed. 440 p. São Paulo. Artliber Editora, 2018. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Livros-da-Diretoria-de-Planejamento-na-biblioteca-digital-ONS/LIVRO-INTRODU%C3%87%C3%83O-%C3%80-PROTE%C3%87%C3%83O-DE-SISTEMAS-EL%C3%89TRICOS-DE-POT%C3%84NCIA-ANTONIO-CARLOS-DUARTE.pdf>. Acesso em: 1 out. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica**. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-172/Energia%20Renov%C3%A1vel%20-%20Online%2016maio2016.pdf>. Acesso em: 03 nov. 2024.

DOTTA, Daniel; MOTTA, Rafael Tavares; WILCHES-BERNAL, Felipe. **Development and assessment of second generation WTG models in an open source platform.** Energy Systems, v. 12, p. 657-693, 30 abr. 2019. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s12667-019-00337-z>. Acesso em: 03 nov. 2024.

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.** 2021. Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2021. Disponível em: https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/64585/3/2022_dis_rfscosta.pdf. Acesso em: 03 nov. 2024.

POURBEIK, P.; ELLIS, A.; SANCHEZ-GASCA, J.; KAZACHKOV, Y.; MULJADI, E.; SENTHIL, J.; DAVIES, D. **Modeling of wind turbine generators for transient stability analysis.** In: 2013 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2013, Vancouver, BC, Canada. IEEE, 21-25 jul. 2013. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6672398/authors#authors>. Acesso em: 03 nov. 2024.

GONTIJO, Gustavo Figueiredo. **Controles de um sistema eólico na configuração DFIG com funcionalidades de condicionamento de energia.** 2016. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10015838.pdf>. Acesso em: 03 nov. 2024.

RODRIGUES, Michel Ney de Almeida Barroso. **Modelagem e controle robusto de sistema de pitch de turbinas eólicas.** 2022. 82 p. Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022. Disponível em: https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/68469/3/2022_dis_mnabrodrigues.pdf. Acesso em: 03 nov. 2024.

HAUSER, Daniel. **Impacto de centrais geradoras fotovoltaicas na estabilidade a pequenas e grandes perturbações.** 2019. 122 p. Rio de Janeiro. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/14028/1/DanielHauser-min.pdf>. Acesso em: 14 dez. 2024.

APATA, O.; OYEDOKUN, D. T. O. **An overview of control techniques for wind turbine systems.** *Scientific African*, v. 10, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2468227620303045>. Acesso em: 03 nov. 2024.

SCHIOCHET, André Fernando; MONTEIRO, Paulo Roberto Duailibe; BORGES, Thiago Trezza; PASSOS FILHO, João Alberto; OLIVEIRA, Janaína Gonçalves de. **Photovoltaic power intermittency mitigating with battery storage using improved WEEC generic models.** *Energies*, v. 17, 2024. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/20/5166>. Acesso em: 30 out. 2024.

ELLIOTT, R. T.; ELLIS, A.; POURBEIK, P.; SANCHEZ-GASCA, J. J.; SENTHIL, J.; WEBER, J. **Generic photovoltaic system models for WECC: A status report.** In: IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2015, 26-30 jul. 2015, Denver, CO, USA. 2015. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/20/5166>. Acesso em: 30 out. 2024.

EGUIA, P.; ETXEGARAI, A.; TORRES, E.; SAN MARTIN, J. I.; ALBIZU, I. **Modeling and validation of photovoltaic plants using generic dynamic models.** In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON CLEAN ELECTRICAL POWER (ICCEP), 2015, Taormina, Itália. Proceedings of the 2015 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP). Taormina: IEEE, 2015. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7177604?casa_token=YSHXUwkiEAYAAAAA:p0L2AbVC8ndvjL9c9Ci72bS3j5rdgl11NCBtLvD71YHRV7-cQb2CyDktaD5HgDKVfHzmuFNkDfg. Acesso em: 30 out. 2024.

LAMMERT, Gustav; OSPINA, Luis David Pabón; POURBEIK, Pouyan; FETZER, Dirk; BRAUN, Martin. **Implementation and validation of WECC generic photovoltaic system models in DIgSILENT PowerFactory.** In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING (PESGM), 2016, Boston, MA, EUA. IEEE, 2016. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7741608>. Acesso em: 15 nov. 2024.

MATHEW, Riya; RUEDA-ESCOBEDO, Juan G.; SCHIFFER, Johannes. **Robust design of phase-locked loops in grid-connected power converters.** European Journal of Control, v. 80, 2024. Disponível em: [https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0947358024001158#:~:text=Phase%2Dlocked%20loop%20\(PLL\),output%20current%20synchronized%20to%20it](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0947358024001158#:~:text=Phase%2Dlocked%20loop%20(PLL),output%20current%20synchronized%20to%20it). Acesso em: 03 nov. 2024.

CHAVERO NAVARRETE, E. Chavero; TREJO PEREA, M. Trejo; JÁUREGUI CORREA, J. C. Járegui; SERRANO, R. V. Carrillo; MORENO, G. J. Rios. **Expert control systems implemented in a pitch control of wind turbine: A review.** IEEE Access, v. 7, p. 13241-13259, 2019. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8614435>. Acesso em: 15 nov. 2024.

FARIAS, André Felipe. **O ciclo de vida de parques eólicos onshore no Brasil: da prospecção à desativação.** 2020. 131 p. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2020. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/218438/TCC%20-%20Andre%20Felipe%20Farias.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 03 nov. 2024.

MOTTA, Rafael Tavares; DOTTA, Daniel. **Representação computacional de parques eólicos para estudos dinâmicos: comparativo entre modelos de primeira e segunda geração.** In: XXIV SNPTEE - SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 22 a 25 out. 2017, Curitiba, PR. 2017. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/318447556_REPRESENTACAO_COMPUTACIONAL_DE_PARQUES_EOLICOS_PARA_ESTUDOS_DINAMICOS_COMPARATIVO_ENTRE_MODELOS_DE_PRIMEIRA_E_SEGUNDA_GERACAO. Acesso em: 10 nov. 2024.

REIVAX. **Power Plant Controller Solar.** 2024. Disponível em: <https://www.reivax.com/pt/solucoes/power-plant-controller-solar/>. Acesso em: 10 nov. 2024.

WALANTUS, Lucas Alejandro. **Análise da estabilidade de sistema elétrico de potência com inserção de fontes renováveis**. 2014. 114 p. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2014. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/105030/000940598.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 20 out. 2024.

RÊGO, Leander de Oliveira. **Análise do impacto da geração eólica na regulação de frequência de sistemas de energia elétrica**. 2017. 132 p. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/6406/1/866113.pdf>. Acesso em: 03 nov. 2024.

WU, Qiuwei; SUN, Yuanzhang. **Modeling and modern control of wind power**. John Wiley & Sons Ltd, 2018. 265 p.

XU, Dehong; BLAABJERG, Frede; CHEN, Wenjie; ZHU, Nan. **Advanced control of doubly fed induction generator for wind power systems**. John Wiley & Sons Ltd, 2018. 469 p.

OLIVEIRA, Gisllane Santos de. **Sistema de potência com geração fotovoltaica centralizada: análise de estabilidade a pequenas perturbações e projeto de controle**. 2020. 100 p. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2020. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/219205/PEEL1984-D.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 20 out 2024.

NALLAPANENI, Manoj Kumar; SUBATHRA, M. S. P.; MOISÉS, J. Edwin. **Stability analysis of power systems with renewable energy integration**. In: 4ª CONFERÊNCIA INTERNACIONAL DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA (ICEES), 2018, Chennai, Índia. IEEE, 2018. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8442403>. Acesso em: 13 out. 2024.

ZIDANE, Tekai Eddine Khalil; AZIZ, Ali Saleh; ZAHRAOUI, Younes; KOTB, Hossam; ABO RAS, Kareem M.; JEMBER, Yosef Berhan. **Otimização de usinas solares fotovoltaicas conectadas à rede: uma revisão**. IEEE, v. 11, p. 79588-79608, jul. 2023. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10196433>. Acesso em: 13 out. 2024.

NETTO, Pedro Mariano. **Projeto de uma subestação com geração fotovoltaica e grupo gerador-motor em edifício comercial conectado à rede da ENEL-GO**. 2023. 91 p. Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2023. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/37167/1/ProjetoSubesta%C3%A7%C3%A3oGera%C3%A7%C3%A3o.pdf>. Acesso em: 13 out. 2024.

ACKERMANN, T.; SODER, L.; HANSEN, A. D.; TANDE, J. O.; SANTJER, F.; MATEVOSYAN, J.; BOLIK, S. M.; HOLTINEN, H.; HIRVONEN, R.; ERIKSEN, P. B.; HILGER, C.; LUTHER, M.; RADTKE, U.; WINTER, W. R.; ROMANOWITZ, H. M.; LILJEGREN, C.; LUNDSAGER, P.; BARING-GOULD, E. I.; SØRENSEN, P.; LARSSON, A.; ERNST, B.; MORTHORST, P. E.; SLOOTWEG, J. G.; DE HAAN, S. W. H.; POLINDER, H.; KLING, W. L.; STRBAC, G.; DJAPIC, P.; BOPP, T.; JENKINS, N.; STEINBERGER-WILCKENS, R.; KNUDSEN, H.; NYGARD NIELSEN, J.; CENTENO LÓPEZ, E.; PERSSON, J.; AKHMATOV, V. **Wind Power in Power Systems**. Wiley, 2005.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Renewables 2023: Analysis and forecasts to 2028**. 2024. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/96d66a8b-d502-476b-ba94-54ffda84cf72/Renewables_2023.pdf. Acesso em: 24 ago. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Relatório Síntese 2024**. 2023. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf. Acesso em: 24 ago. 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR (ABSOLAR). **2024: O ano da energia solar no Brasil**. 2024. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/https-www-modaisemfoco-com-br-noticias-2024-o-ano-da-energia-solar-no-brasil/#:~:text=De%20acordo%20com%20a%20Associa%C3%A7%C3%A3o,45%2C5%20GW%20para%202024>. Acesso em: 24 ago. 2024.

HATZIARGYRIOU, N.; MILANOVIC, J.; RAHMANN, C.; AJJARAPU, V.; CANIZARES, C.; ERLICH, I.; HILL, D.; HISKENS, I.; KAMWA, I.; PAL, B.; POURBEIK, P.; SANCHEZ-GASCA, J.; STANKOVIC, A.; VAN CUTSEM, T.; VITTAL, V.; VOURNAS, C.

Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended. IEEE Transactions on Power Systems, v. 36, p. 3271 - 3281, 2020. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9286772>. Acesso em: 19 mai. 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Relatório de Análise de Perturbação -RAP.** 2023. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RAP%202023.08.15%2008h30min%20vers%C3%A3o%20final%20com%20anexos%20de%20diverg%C3%Aancia_Final.pdf. Acesso em: 12 nov. 2023.

KUNDUR, P.; PASERBA, J.; AJJARAPU, V.; ANDERSSON, G.; BOSE, A.; CANIZARES, C.; HATZIARGYRIOU, N.; HILL, D.; STANKOVIC, A.; TAYLOR, C.; VAN CUTSEM, T.; VITTAL, V. **Definition and classification of power system stability.** IEEE/CIGRÉ Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. IEEE Transactions on Power Systems, v. 19, p. 1387 - 1401, 2004. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1318675>. Acesso em: 25 mai. 2024.

GIANNUZZI, G. M.; MOSTOVA, V.; PISANI, C.; TESSITORE, S.; VACCARO, A. **Enabling Technologies for Enhancing Power System Stability in the Presence of Converter-Interfaced Generators.** Energies, v. 15, n. 21, p. 8064, 2022. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/21/8064>. Acesso em: 25 mai. 2024.

PISHBAHAR, H.; BLAABJERG, F.; SABOORI, H. **Emerging grid-forming power converters for renewable energy and storage resources integration – A review.** Sustainable Energy Technologies and Assessments, v. 60, 2023. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213138823005313>. Acesso em: 19 jun. 2024.

LONDERO, R. R.; AFFONSO, C. de M.; VIEIRA, J. P. A. **Long-Term Voltage Stability Analysis of Variable Speed Wind Generators.** IEEE Transactions on Power Systems, v. 30, p. 439 - 447, 2014. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6822646>. Acesso em: 21 ago. 2024.

SHAIR, J.; LI, H.; HU, J.; XIE, X. **Power system stability issues, classifications and research prospects in the context of high-penetration of renewables and power electronics.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 145, 2021. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121003993>. Acesso em: 30 ago. 2024.

CAMPOS, N. C. S.; FERRARI, H. O. **Sistemas eólicos de velocidade fixa e variável: um estudo comparativo.** Intercursos - Revista Científica, v. 20, n. 2, 2021. Disponível em: <https://revista.uemg.br/index.php/intercursosrevistacientifica/article/view/6320/3801>. Acesso em: 25 jun. 2024.

ROSSO, R.; WANG, X.; LISERRE, M.; LU, X.; ENGELKEN, S. **Grid-forming converters: control approaches, grid-synchronization, and future trends - A review.** IEEE Open Journal of Industry Applications, v. 2, p. 93-109, 2021. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9408354>. Acesso em: 08 jun. 2024.

DU, W.; TUFFNER, F. K.; SCHNEIDER, K. P.; LASSETER, R. H.; XIE, J.; CHEN, Z.; BHATTARAI, B. **Modeling of grid-forming and grid-following inverters for dynamic simulation of large-scale distribution systems.** IEEE Transactions on Power Delivery, v. 36, p. 2035-2045, 2020. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9173757>. Acesso em: 25 jul. 2024.

FORTMANN, J.; MILLER, N.; KAZACHKOV, Y.; BECH, J.; ANDRESEN, B.; POURBEIK, P.; SØRENSEN, P. E. **Wind Plant Models in IEC 61400-27-2 and WECC: Latest Developments in International Standards on Wind Turbine and Wind Plant Modeling.** ResearchGate, 2015. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/283091247_Wind_Plant_Models_in_IEC_61400-27-2_and_WECC_-_latest_developments_in_international_standards_on_wind_turbine_and_wind_plant_modeling. Acesso em: 30 jun 2024.

MACHLEV, R.; BATUSHANSKY, Z.; SONI, S.; CHADLIEV, V.; BELIKOV, J.; LEVRON, Y. **Verification of utility-scale solar photovoltaic plant models for dynamic studies of transmission networks.** Energies, v. 13, p. 3191, 2020. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/12/3191>. Acesso em: 22 jun. 2024.

MARTINS, D. C.; COELHO, R. F.; SANTOS, W. M. **Técnicas de Rastreamento de Máxima Potência para Sistemas Fotovoltaicos: Revisão e Novas Propostas.** [Minicurso]. XI COBEP - Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência, Natal, 11-15 set. 2011.

ALVES, Waschington Fernandes. **Proposição de sistemas-teste para análise computacional de sistemas de potência.** 2007. 362 f. Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2007. Disponível em: <https://www.sistemas-teste.com.br/arquivos/Dissertacao.pdf>. Acesso em: 10 mar. 2024.

NIU, Shuanbao; ZHANG, Zhe; KE, Xianbo; ZHANG, Gang; HUO, Chao; QIN, Boyu. **Impact of renewable energy penetration rate on power system transient voltage stability.** *Energy Reports*, v. 8, p. 487-492, 2022. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S235248472101307X>. Acesso em: 6 ago. 2024.

ADETOKUN, Bukola B.; MURIITHI, Christopher M.; OJO, Joseph O. **Voltage stability assessment and enhancement of power grid with increasing wind energy penetration.** *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 120, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061520300387>. Acesso em: 25 jul. 2024.

MARARAKANYE, Ndamulelo; BEKKER, Bernard. **Renewable energy integration impacts within the context of generator type, penetration level and grid characteristics.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 108, p. 441-451, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032119301856>. Acesso em: 22 jul. 2024.

XIONG, Liansong; LIU, Xiaokang; LIU, Yonghui; ZHUO, Fang. **Modeling and stability issues of voltage-source converter-dominated power systems: A review.** *IEEE Access*, v. 9, p. 14822-14833, 2021. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9265486>. Acesso em: 10 set. 2024.

MILICHKO, V. A.; SHALIN, A. S.; MUKHIN, I. S.; KOVROV, A. E.; KRASILIN, A. A.; VINOGRADOV, A. V.; BELOV, P. A.; SIMOVSKI, C. R. **Solar photovoltaics: current state and trends.** *Physics Uspekhi*, v. 59, 2016. Disponível em: <https://iopscience.iop.org/article/10.3367/UFNe.2016.02.037703/meta>. Acesso em: 7 jul. 2024.

BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N.; BOSSANYI, E. **Wind Energy Handbook.** Wiley, 2001.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained.** 2. ed Wiley, 2009.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE. **Fontes.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/fontes#:~:text=O%20potencial%20hidrel%C3%A9trico%20brasileiro%20%C3%A9,hidrogr%C3%A1ficas%20Amaz%C3%B4nica%20e%20Tocantins%20%2D%20Araguaia>. Acesso em: 05 out. 2023.

Nações Unidas Brasil. **Acordo de Paris sobre o Clima.** Nações Unidas Brasil. 2015. Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/88191-acordo-de-paris-sobre-o-clima>. Acesso em: 05 out. 2023.

HUTCHINSON, M; ZHAO, F. Global Wind Energy Council - GWEC. **Global Wind Report 2023.** Bruxelas, 2023. 120 p. Disponível em: https://gwec.net/wp-content/uploads/2023/04/GWEC-2023_interactive.pdf. Acesso em: 28 out. 2023.

ABEEólica, Associação Brasileira de Energia Eólica. **Annual Wind Energy Report 2022.** São Paulo, 2022. 19 p. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2023/08/WIND-ENERGY-REPORT-2022-1.pdf>. Acesso em: 28 out. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Electricity Market Report 2023.** França, 2023. 133 p. Disponível em:

<<https://iea.blob.core.windows.net/assets/255e9cba-da84-4681-8c1f-458ca1a3d9ca/ElectricityMarketReport2023.pdf>>. Acesso em: 05 out. 2023

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. **Sobre ONS: atuação.** Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/atuacao>>. Acesso em: 05 out. 2023.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. **Sobre ONS: Procedimentos de Rede.** Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 05 out. 2023.

CENTRO DE PESQUISAS ELÉTRICAS- CEPEL. **Uso do programa Anatem.** Anatem. 2023. Disponível em: <https://see.cepel.br/manual/anatem/introducao/primeiros_passos/uso_do_programa.html>. Acesso em: 05 out. 2023.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente - MMA. **Acordo de Paris.** Disponível em: <<https://antigo.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris.html>>. Acesso em: 05 out. 2023.

ANEXO I - CÓDIGO CDU AEROGERADOR

```

ACDU
(ncdu) (ntop) ( nome cdu )
 33 99103 ASSU4-EOL024
-----
( AEROGERADOR - Parâmetros definidos pelo usuário
-----
( IMPORT REFERENCE
-----
(EFPAR (nome) ( valor )
DEFPAR #MECH 1.0
DEFPAR #DLOC3 4220
DEFPAR #PREF 4221
DEFPAR #XREF 4222
DEFPAR #BooPU 4223
DEFPAR #EnaOB 4224
(
DEFPAR #Mqpri 0.0 Prioritisation of q control during UVRT
( #Mqpri = 0 --> Active Power Priority
( #Mqpri = 1 --> Reactive Power Priority
(
DEFPAR #Mdfs1 0.0
( #Mdfs1 = 0 --> Total Current Limitation
( #Mdfs1 = 1 --> Stator Current Limitation

( UVRT Q Control Modes (#MqUVR= )
( 0 - Voltage Dependent Reactive Injection
( 1 - Reactive Current Controlled as the pre-fault value plus an
( additional voltage dependent reactive injection
( 2 - Reactive Current Controlled as the pre-fault value plus an
( additional voltage dependent reactive injection during fault,
( and as the pre-fault value plus as additional constant reactive
( current injection post fault
(DEFPAR (nome) ( valor )
DEFPAR #MqUVR 0.0 UVRT Q control modes
(
( Reactive Control Mode (#MqG = )
( 0 - Voltage Control
( 1 - Reactive Power Control
( 2 - Open Loop Reactive Power Control (only used with closed loop at plant level)
( 3 - Power Factor Control
( 4 - Open Loop Power Factor Control
(
DEFPAR #MqG 1 - Control Mode

FIMCDU

```

ANEXO II - CÓDIGO DTDU AEROGERADOR

```

DTDU
( nc ) ( nome cdu )
99103 Vestas_WTG_Type4 4.5MVA
(
  DEFPAR #MECH 1.0
  (-----)
  ( IMPORT REFERENCE
  (-----)
  (DEFPAR (nome) ( valor )
  DEFPAR #DLOC3 4212
  DEFPAR #PREF 4310
  DEFPAR #XREF 4311
  DEFPAR #BooFU 4312
  DEFPAR #EnaOB 4313
  (-----)
  (
  (-----)
  DEFPAR #FBASE 60.0
  (
  DEFPAR #vwind 11.0 m/s
  (-----)
  ( Grid Measurement Model
  (-----)
  DEFPAR #Tffil 0.001 Time constant in frequency measurement filter
  DEFPAR #Tifil 0.0013 Current measurement filter time constant
  DEFPAR #Tpfil 0.001591549 Active Power measurement filter time constant
  DEFPAR #Tqfil 0.0016 Reactive Power measurement filter time constant
  DEFPAR #Tvfil 0.001 Voltage measurement filter time constant
  (-----)
  (P Control Module Type 4A
  (-----)
  DEFPAR #Tpord 0.001 Time constant in power order lag
  DEFPAR #TpWTr 0.001 Time constant in reference power order lag
  DEFPAR #vpdip 0.85 Voltage dip threshold for P-control. Part of turbine control, often different (e.g 0.8) from converter thresholds.
  DEFPAR #puscl 0.0 Voltage scaling for power reference during voltage dip (0: no scaling - 1: u scaling)
  DEFPAR #dprfn -1.0 Minimum WT reference power ramp rate
  DEFPAR #dprfx 1.0 Maximum WT reference power ramp rate
  DEFPAR #dpmxp 7.5 Maximum WT power ramp rate
  (-----)

  (-----)
  ( Current Limitation Model
  (-----)
  (Lookup table for voltage dependency of reactive current limits
  DEFPAR #V01_q 0.00
  DEFPAR #V02_q 0.05
  DEFPAR #V03_q 0.15
  DEFPAR #V04_q 0.40
  DEFPAR #V05_q 0.84999
  DEFPAR #V06_q 0.85
  DEFPAR #V07_q 1.1
  DEFPAR #V08_q 1.10001
  DEFPAR #V09_q 1.35
  DEFPAR #V10_q 1.45
  DEFPAR #V11_q 9999.

  (
  DEFPAR #Iqmx1 0.0500
  DEFPAR #Iqmx2 0.0501
  DEFPAR #Iqmx3 1.0000
  DEFPAR #Iqmx4 1.0001
  DEFPAR #Iqmx5 1.0002
  DEFPAR #Iqmx6 1.0003
  DEFPAR #Iqmx7 1.0004
  DEFPAR #Iqmx8 0.00004
  DEFPAR #Iqmx9 1.0006
  DEFPAR #Iqm10 1.0007
  DEFPAR #Iqm11 1.0008
  (
  (Lookup table for voltage dependency of active current limits
  DEFPAR #V01_p 0.00
  DEFPAR #V02_p 0.10
  DEFPAR #V03_p 0.49
  DEFPAR #V04_p 0.50
  DEFPAR #V05_p 0.80
  DEFPAR #V06_p 1.40
  DEFPAR #V07_p 1.400001
  DEFPAR #V08_p 1.400002
  DEFPAR #V09_p 1.400003
  DEFPAR #V10_p 1.400004
  DEFPAR #V11_p 1.400005
  DEFPAR #V12_p 9999.

```

```

,
DEFFPAR #Ipmx1          0.39000
DEFFPAR #Ipmx2          0.39001
DEFFPAR #Ipmx3          0.39002
DEFFPAR #Ipmx4          0.39003
DEFFPAR #Ipmx5          1.44001
DEFFPAR #Ipmx6          1.44002
DEFFPAR #Ipmx7          1.44003
DEFFPAR #Ipmx8          1.44004
DEFFPAR #Ipmx9          1.44005
DEFFPAR #Ipx10          1.44006
DEFFPAR #Ipx11          1.44007
DEFFPAR #Ipx12          1.44008
(
DEFFPAR #Imax           1.3   Maximum continuous current at the WT terminals
DEFFPAR #Imxdp          1.44  Maximum current during voltage dip at the WT terminals
(
DEFFPAR #Mqpri          0.0   Prioritisation of q control during UVRT
( #Mqpri = 0 --> Active Power Priority
( #Mqpri = 1 --> Reactive Power Priority
(
DEFFPAR #Mdfsl          0.0
( #Mdfsl = 0 --> Total Current Limitation
( #Mdfsl = 1 --> Stator Current Limitation
(
DEFFPAR #Vpqlmx         1.20  WT voltage in the operation point where zero reactive current can be delivered
DEFFPAR #Kpqu           20.0  Partial derivative of reactive current limit vs. voltage
(-----
( Q Control Model
(-----
DEFFPAR #Iqh1           1.00  Maximum reactive current injection during dip
DEFFPAR #Iqpos          -0.022 Post fault reactive current injection
DEFFPAR #Kqv            2.0   Voltage scaling factor for UVRT current
DEFFPAR #ubd1           -0.0000001 Voltage dead band lower limit
DEFFPAR #ubd2           0.0000001 Voltage dead band upper limit
DEFFPAR #Tuss           0.02  Time constant of steady state voltage filter
DEFFPAR #Vmin           0.0   Minimum voltage in voltage PI controller integral term
DEFFPAR #Vmax           2.0   Maximum voltage in voltage PI controller integral term
DEFFPAR #Tpost          0.6   Length of time period where post fault reactive power is injected
DEFFPAR #Vqdidp         0.85  Voltage threshold for UVRT detection in q control
DEFFPAR #Vqgris         1.1   Voltage threshold for OVRT detection in q control
DEFFPAR #Uref0          0.0   User defined bias in voltage reference uWTref = uref0+DuWTref (used when MqG = 0).

DEFFPAR #Iqmax          1.4   Maximum reactive current injection
DEFFPAR #Iqmin          -1.4  Minimum reactive current injection

DEFFPAR #Tqord          0.007961783 Time constant in reactive power order lag
(
( Voltage Control
(
DEFFPAR #Kpv            0.2   Voltage PI controller Proportional gain
DEFFPAR #Kiv            0.001 Voltage PI controller Integration gain
(
DEFFPAR #KpvFR          1.6666667 Voltage PI controller Proportional gain during FRT
DEFFPAR #Kiu            0.001 Voltage PI controller Integration gain during FRT
(
( Reactive Power Control
(
DEFFPAR #KpQ            0.0001 Reactive power PI controller proportional gain
DEFFPAR #KiQ            20.0   Reactive power PI controller integration gain
(
( UVRT Q Control Modes (#MqUVR= )
( 0 - Voltage Dependent Reactive Injection
( 1 - Reactive Current Controlled as the pre-fault value plus an
( additional voltage dependent reactive injection
( 2 - Reactive Current Controlled as the pre-fault value plus an
( additional voltage dependent reactive injection during fault,
( and as the pre-fault value plus as additional constant reactive
( currente injection post fault
(
( EPPAR (nome) ( valor )
DEFFPAR #MqUVR          0.0   UVRT Q control modes
(
( Reactive Control Mode (#MqG= )
( 0 - Voltage Control
( 1 - Reactive Power Control
( 2 - Open Loop Reactive Power Control (only used with closed loop at plant level)
( 3 - Power Factor Control
( 4 - Open Loop Power Factor Control
(
DEFFPAR #MqG            1     - Control Mode
,

```

ANEXO III - CÓDIGO DTDU PV CONVERTOR + PPC

```

DTDU
(ntop) ( nome topo)
95036 PPC_SG3125HV
(-----)
(      Modelo PPC + PV CONVERTOR SG3125HV_VE01  VERSAO VE01
(-----)
(
( ----- PARAMETROS QUE PRECISAM SER DEFINIDOS PELO USUARIO -----
(
(      PARAMETROS DO PPC Q-V => PPCMO=MODO DE CONTROLE DO PPC
(DEFPAR (nome) ( valor )
DEFPAR #PPCMO      1.0 PPCMO(=0=>PPC Q-V DESABILITADO) (PPCMO=1/V CTE); (PPCMO=2/Q CTE); (PPCMO=3/FP CTE)
DEFPAR #DLOCV      501 DLOC DA TENSÃO NO PONTO DE CONEXÃO (POC)
DEFPAR #DLOCQ      503 DLOC DE "Q" MEDIDO NO POC
DEFPAR #DLOC P      505 DLOC de "P" MEDIDO NO POC
(
( -----PARAMETROS AJUSTAVEIS DO PPC
(
(      PPCPF = abilita o controle de potência por sobrefrequência do PPC
(DEFPAR #PPCPF      0.0 PPCPF=0 (PPC P-F DESABILITADO); PPCPF=1 (PPC P-F abilitad)
(DEFPAR #KI_V      9.50
(DEFPAR #KP_V      3.50

DEFPAR #KI_V      0.5
DEFPAR #KP_V      0.5

DEFPAR #KI_Q      0.200
DEFPAR #KP_Q      0.100
(      PARAMETROS AJUSTAVEIS DO INVERSOR
(      INVMO = MODOS DE CONTROLE DE POTENCIA REATIVA DO INVERSOR
(      FEN = abilita o controle de potência por sobrefrequência do inversor
(DEFPAR #INVMO      2.0 INVMO=1/Q Control; INVMO=2=>V Control; INVMO=3=>FP Control)
DEFPAR #FEN      0. FEN=0(sobrefreq.control disabled); FEN=1 (sobrefreq.control enabled)
DEFPAR #QPRIO      1. QPRIO=0 (P priority); QPRIO=1 (Q Priority) (ALTEREI PARA 1)

(=====)
( DADOS INTERNOS DO MODELO - PARA ALTERAR CONSULTAR O FABRICANTE
(=====)
DEFPAR #SNMVA      3.437
DEFPAR #TFIL      0.001
DEFPAR #VDB1      -0.020
DEFPAR #KQV1      4.000
DEFPAR #KQV2      4.000
DEFPAR #VDB2      0.020
(
DEFPAR #TINV      0.020
DEFPAR #PMAX      1.000
DEFPAR #PMIN      0.000
DEFPAR #TSTEP      0.001
DEFPAR #DPMAX      3.000
DEFPAR #DPMIN      -3.000
DEFPAR #FDN      55.00
DEFPAR #FDNST      55.00
DEFPAR #TDNST      600.0
DEFPAR #KDN      0.400
DEFPAR #TPORD      0.200
DEFPAR #TQORD      0.020
(
DEFPAR #FUP      60.50
DEFPAR #TUPST      600.0
DEFPAR #FUPST      60.15
DEFPAR #KUP      0.400
(
DEFPAR #IQMIN      -1.000
DEFPAR #IQMAX      1.000
DEFPAR #IPMAX      1.100
DEFPAR #IPMIN      0.000
(DEFPAR #DB      0.150
DEFPAR #DB      0.500
DEFPAR #IMAX      1.000
DEFPAR #KFACT      2.000
DEFPAR #NINV      1.
(
DEFPAR #KPPL      0.53050
DEFPAR #KIPL      0.002653

```

```

(
( PPC Q-V
(EFPAR (nome) ( valor )
DEFPAR #VMIN 0.900
DEFPAR #VMAX 1.100
DEFPAR #QWTMI -0.400
DEFPAR #QWTMA 0.400
DEFPAR #PFMAX 0.950
DEFPAR #PFMIN -0.950
DEFPAR #QSPRN -0.0400
DEFPAR #QSPRP 0.0400
( PPC P-F
DEFPAR #TFILP 0.05
DEFPAR #FHZHI 60.2
DEFPAR #FHZMA 62.5
DEFPAR #FHZP 30.0
DEFPAR #GRAD+ 0.029
DEFPAR #GRAD- -0.029
(
=====
( AJUSTES PROTEÇÕES AEROGERADOR
=====
DEFPAR #UV1TR 0.800 NIVEL ATUAÇÃO SUBTENSÃO UV1 (pu)=> vmin1
DEFPAR #UV1PK -0.500 PICK UP TIME (seg) => tvmin1=0,5s
DEFPAR #UV2TR 0.400 NIVEL ATUAÇÃO SUBTENSÃO UV2 (pu) => vmin2
DEFPAR #UV2PK -0.210 PICK UP TIME UV2 (seg) => tvmin2=0,21s
(
DEFPAR #OV1TR 1.200 NIVEL ATUAÇÃO SOBRETENSÃO OV1 (pu) => vmax1
DEFPAR #OV1PK -0.500 PICK UP TIME OV1 (seg) => tvmax1=0,5s
DEFPAR #OV1RS -0.001 RESET TIME OV1 (seg)
DEFPAR #OV2TR 1.200 NIVEL ATUAÇÃO SOBRETENSÃO OV2 (pu) => vmax2
DEFPAR #OV2PK -0.500 PICK UP TIME OV2 (seg) => tvmax2=0,5s
(
DEFPAR #UF1TR 0.958 NIVEL ATUAÇÃO SUBFREQUENCIA UF1 (pu) fmin (57,5Hz)
DEFPAR #UF1PK -0.200 PICK UP TIME UF1 (seg)=> tfmin1=0.200s
DEFPAR #UF2TR 0.933 NIVEL ATUAÇÃO SUBFREQUENCIA UF2 (pu) fmin
DEFPAR #UF2PK -9999. PICK UP TIME UF2 (seg)=> tfmin2=999.s DESAB.
DEFPAR #UF3TR 0.900 NIVEL ATUAÇÃO SUBFREQUENCIA UF3 (pu) fmin
DEFPAR #UF3PK -9999. PICK UP TIME UF3 (seg)=> tfmin3=9999s(desabilitado)
(EFPAR (nome) ( valor )
DEFPAR #OF1TR 1.033 NIVEL ATUAÇÃO SOBREFREQUENCIA OF1(pu) (62Hz)
DEFPAR #OF1PK -0.200 PICK UP TIME OF1 (seg)=> tfmax1=0,200s
DEFPAR #OF2TR 1.008333 NIVEL ATUAÇÃO SOBREFREQUENCIA OF2 (pu)
(
DEFPAR #TDISJ -0.020 TEMPO DISJUNTOR

```