

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ABC  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA

JOSÉ CALIXTO LOPES JÚNIOR

**ANÁLISE DE TRANSITÓRIOS ELETROMECAÂNICOS NO  
SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA COM PRESENÇA DE  
FONTES RENOVÁVEIS CONSIDERANDO USO DE SISTEMA  
DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA**

Santo André - SP  
2020

JOSÉ CALIXTO LOPES JÚNIOR

**ANÁLISE DE TRANSITÓRIOS ELETROMECCÂNICOS NO  
SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA COM PRESENÇA DE  
FONTES RENOVÁVEIS CONSIDERANDO USO DE SISTEMA  
DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA**

Dissertação apresentada ao curso de pós-graduação em engenharia elétrica da Universidade Federal do ABC, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração, Linha Pesquisa: Sistemas de Energia Elétrica, Modelagem e Simulação Computacionais

Orientador: Dr. Thales Sousa

Santo André - SP  
2020

Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do ABC  
Elaborada pelo Sistema de Geração de Ficha Catalográfica da UFABC  
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Lopes Júnior, José Calixto

Análise de Transitórios Eletromecânicos no Sistema Elétrico de Potência com Presença de Fontes Renováveis Considerando Uso de Sistema de Armazenamento de Energia / José Calixto Lopes Júnior. — 2020.

127 fls. : il.

Orientador: Thales Sousa

Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do ABC, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Santo André, 2020.

1. Análise de sistemas potência. 2. Energias renováveis. 3. Estabilidade do sistema de potência. 4. Sistema de armazenamento de energia. 5. Transitórios eletromecânicos. I. Sousa, Thales. II. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2020. III. Título.

**Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, de acordo com as observações levantadas pela banca no dia da defesa, sob responsabilidade única do autor e com a anuência do orientador.**

**Santo André, 04 de junho de 2020.**

**Assinatura do autor:** \_\_\_\_\_

**Assinatura do orientador:** \_\_\_\_\_



SIGAA - Sistema Integrado de Gestão de Atividades Acadêmicas  
UFABC - Fundação Universidade Federal do ABC  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
CNPJ nº 07.722.779/0001-06  
Av. dos Estados, 5001 - Bairro Santa Terezinha - Santo André - SP - Brasil  
ppgee@ufabc.edu.br



### FOLHA DE ASSINATURAS

Assinaturas dos membros da Banca Examinadora que avaliou e aprovou a Defesa de Dissertação de Mestrado do candidato JOSE CALIXTO LOPES JUNIOR, realizada em 23 de Abril de 2020:

---

**Dr. THALES SOUSA, UFABC**

Presidente - Interno ao Programa

---

*PI* **Dr. EDUARDO WERLEY SILVA DOS ANGELOS, UFABC**

Membro Titular - Examinador(a) Externo ao Programa

---

*PI* **Dr. JOEL DAVID MELO TRUJILLO, UFABC**

Membro Titular - Examinador(a) Interno ao Programa

---

**Dr. CARLOS EDUARDO CAPOVILLA, UFABC**

Membro Suplente - Examinador(a) Interno ao Programa

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001

À Deus,  
meus pais Calixto e Rosa,  
à minha amada esposa Jordane  
e meus filhos Luisa, Tobias, Nicolas e Sara.

# AGRADECIMENTO

Tenho muito pra agradecer. Sobretudo a Deus que tem me guiado ao longo da vida, colocando boas pessoas em meu caminho, situações inesperadas, oportunidades e possibilidade de prosperar em tudo que empreendo.

Aos meus pais José Calixto Lopes e Maria Rosete de Moraes por todo o apoio, pelo amor incondicional, por acreditar em mim e me lançar para o mundo. Pai, obrigado pelos ensinamentos, por me ensinar a encarar a vida como homem: com honra, caráter, com sorriso no rosto e esperança. Mãe, obrigado pelas orações, por ser tão carinhosa, forte e corajosa e me ensinar que os desafios da vida são vencidos dia após dia.

À minha linda esposa Jordane Cortes Rosa, que me mantém firme acreditando nos meus sonhos, que cuida de mim, da nossa família e que compreende a minha missão. Ela, que comigo vive, luta, chora, sorri, perde e ganha, faça sol ou chuva, haja alegria ou tristeza, saúde ou doença. Não teria sido possível sem você. Eu te amo.

Aos meus filhos Luisa, Tobias, Nicolas e Sara, meu maior tesouro. Obrigado porque me ensinam e ajudam todo dia, me favorecem lembrar da criança que existe dentro de mim e que não pode morrer, me dão mais um motivo pra prosseguir, são o meu porquê.

Ao professor Thales Sousa, primeiramente pela confiança em meu trabalho e por ter me acolhido e encaminhado nesta instituição. Obrigado pela orientação, a paciência, o apoio e suporte em todos os momentos e os ensinamentos acadêmicos e de vida.

A todos os colegas de trabalho porque ninguém faz nada sozinho. Obrigado pela ajuda pois construíram esta obra comigo, especialmente ao Daniel Orlando Garzon Medina, companheiro e amigo de todas as horas.

Aos amigos que a vida me deu de presente e que compartilham comigo todos os momentos. Os nomes são muitos, não posso citar, mas a quem se dirige este parágrafo, saberão reconhecer.

À Universidade Federal do ABC e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro.

E a todos os que não foram citados explicitamente, mas que passaram por mim algum dia, e contribuíram de forma direta ou indireta na trajetória percorrida no mestrado.

“Se você quiser alguém em quem confiar, confie em si mesmo. Quem acredita sempre alcança”

(Renato Russo)

# RESUMO

As fontes de energia renováveis têm alcançado níveis cada vez mais altos de penetração no sistema elétrico, destacando-se a eólica e a solar fotovoltaica. Diversas são suas vantagens, porém, sua característica estocástica impõe grandes incertezas relacionadas a operação, estabilidade e confiabilidade do sistema. Quando inseridas em grande proporção, essas fontes alteram o padrão de comportamento da rede tanto em regime permanente, quanto na ocasião de perturbações. Assim, à medida que cresce o nível de penetração dessas fontes, novos esforços tornam-se necessários para manter o sistema operando dentro dos limites normatizados. Frente a muitas alternativas propostas para favorecer o crescimento ordenado das fontes intermitentes em questão, o sistema de armazenamento de energia tem grande importância na atualidade pois, atua mitigando muitos de seus impactos adversos e contribui na estabilização do sistema. Neste contexto, o presente trabalho objetivou realizar um estudo de estabilidade por meio da análise de transitórios eletromecânicos em um sistema de transmissão com presença de geração eólica e solar. Foi projetado e implementado um armazenamento de energia com baterias acoplado à usina solar como alternativa para atenuar impactos ocasionados pelas variações de potência. O estudo foi desenvolvido a partir de modelagem computacional considerando simulações no domínio do tempo com o *software Matlab*<sup>®</sup> & *Simulink*<sup>®</sup> onde estudos de caso variados possibilitaram replicar diferentes condições operativas do sistema elétrico e investigar seu comportamento tanto em operação normal quanto em situações de distúrbios. Os resultados permitiram avaliar a robustez e capacidade de estabilidade da rede elétrica e também a atuação do sistema de armazenamento no amortecimento de impactos da geração renovável na rede de transmissão.

**Palavras-chave:** Análise de sistemas potência; Energias renováveis; Estabilidade do sistema de potência; Sistema de armazenamento de energia; Transitórios eletromecânicos.

# ABSTRACT

Renewable energy sources have reached increasingly higher levels of penetration into the electrical system, with emphasis on wind and solar photovoltaics. There are several advantages, however, its stochastic characteristic imposes great uncertainties related to the operation, stability and reliability of the system. When inserted in a large proportion, these sources alter the pattern of the network's behavior both in a permanent regime and in the event of disturbances. Thus, as the level of penetration of these sources grows, new efforts become necessary to keep the system operating within the standard limits. In view of the many alternatives proposed to favor the orderly growth of the intermittent sources in question, the energy storage system is of great importance today because it acts to mitigate many of its adverse impacts and contributes to the stabilization of the system. In this context, the present work aimed to carry out a stability study through the analysis of electromechanical transients in a transmission system with the presence of wind and solar generation. An energy storage with batteries coupled to the solar plant was designed and implemented as an alternative to mitigate impacts caused by variations in power. The study was developed from computational modeling considering simulations in the time domain with the *Matlab*<sup>®</sup> & *Simulink*<sup>®</sup> software where varied case studies made it possible to replicate different operating conditions in the electrical system and investigate its behavior both in normal operation and in disturbance situations. The results made it possible to assess the robustness and stability capacity of the electricity grid and also the performance of the storage system in dampening the impacts of renewable generation on the transmission network.

**Keywords:** Electromechanical transients; Energy storage system; Power systems analysis; Power system stability; Renewable energy;

# LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Classificação da estabilidade do sistema elétrico de potência. ....	26
Figura 3.1: Capacidade instalada de energia eólica no mundo 2019.....	43
Figura 3.2: Diagrama do DFIG.....	44
Figura 3.3: Curvas de relação de ponta de pá e coeficiente de potência. ....	46
Figura 3.4: Modelo do gerador em coordenadas síncronas (dq). ....	47
Figura 3.5: Curvas de potência para diferentes velocidades de vento.....	48
Figura 3.6: Controle de ângulo de inclinação $\beta$ .....	50
Figura 3.7: Diagrama de blocos do controle do GSC.....	50
Figura 3.8: Diagrama de blocos do controle do RSC.....	51
Figura 3.9: Diagrama de blocos do PLL. ....	52
Figura 3.10: Capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no mundo 2019.....	53
Figura 3.11: Diagrama de um gerador solar FV.....	54
Figura 3.12: Circuito elétrico equivalente do módulo FV.....	55
Figura 3.13: Algoritmo da condutância incremental.....	58
Figura 3.14: Diagrama de blocos de controle do conversor Boost. Fonte: Autor. ....	59
Figura 3.15: Diagrama de blocos de controle do inversor. Fonte: Autor. ....	60
Figura 4.1: Evolução da capacidade de ESS instalada no mundo. ....	63
Figura 4.2: Mix de tecnologias de armazenamento de energia no mundo. ....	63
Figura 4.3: Diagrama da usina solar FV equipada com BESS.....	67
Figura 4.4: Diagrama do conversor buck-boost bidirecional. ....	68
Figura 4.5: Estágios de Funcionamento do conversor buck-boost bidirecional.....	69
Figura 4.6: Diagrama de blocos da estratégia de controle proposta.....	70
Figura 5.1 Circuito equivalente da linha de seção $\pi$ trifásica.....	72
Figura 5.2: Circuito equivalente do transformador. ....	73
Figura 5.3:Diagrama de blocos simplificado da usina hidrelétrica implementada.....	74
Figura 5.4: Modelo do gerador síncrono em coordenadas síncronas (dq).....	75
Figura 5.5: Diagrama unifilar do sistema de transmissão. ....	77
Figura 6.1: Convenção de sinais para as análises.....	79
Figura 6.2: Caso 1 - parque eólico.....	80

Figura 6.3: Caso 1 - usina solar. ....	80
Figura 6.4: Caso 1 - gerador síncrono (hidrelétrica). ....	80
Figura 6.5: Caso 1 - barra 1. ....	81
Figura 6.6: Caso 1 - barra 2. ....	81
Figura 6.7: Caso 1 - barra 3. ....	81
Figura 6.8: Caso 1 - barra 4. ....	82
Figura 6.9: Caso 1 - barra 5. ....	82
Figura 6.10: Caso 1 - barra 6. ....	82
Figura 6.11: Caso 1 - frequência do sistema ....	83
Figura 6.12: Curva da velocidade do vento para o caso 2. ....	84
Figura 6.13: Caso 2 - parque eólico. ....	84
Figura 6.14: Caso 2 – usina solar. ....	85
Figura 6.15: Caso 2 – gerador síncrono (hidrelétrica). ....	85
Figura 6.16: Caso 2 – barra 1. ....	86
Figura 6.17: Caso 2 – barra 2. ....	86
Figura 6.18: Caso 2 – barra 3. ....	87
Figura 6.19: Caso 2 – barra 4. ....	87
Figura 6.20: Caso 2 – barra 5. ....	87
Figura 6.21: Caso 2 – barra 6. ....	88
Figura 6.22: Caso 2 – frequência do sistema. ....	88
Figura 6.23: Curva da irradiância para o caso 3. ....	89
Figura 6.24: Caso 3 - tensão, potência ativa e reativa (parque eólico). ....	89
Figura 6.25: Caso 3 – tensão, potência ativa e reativa (usina solar). ....	89
Figura 6.26: Caso 3 – gerador síncrono (hidrelétrica). ....	90
Figura 6.27: Caso 3 – tensão, potência ativa e reativa (barra 1). ....	90
Figura 6.28: Caso 3 – tensão, potência ativa e reativa (barra 2). ....	90
Figura 6.29: Caso 3 – tensão, potência ativa e reativa (barra 3). ....	91
Figura 6.30: Caso 3 – tensão, potência ativa e reativa (barra 4). ....	91
Figura 6.31: Caso 3 – tensão, potência ativa e reativa (barra 5). ....	91
Figura 6.32: Caso 3 – tensão, potência ativa e reativa (barra 6). ....	92
Figura 6.33: Caso 3 – frequência do sistema. ....	92
Figura 6.34: Caso 4 - parque eólico. ....	93

Figura 6.35: Caso 4 – usina solar. ....	94
Figura 6.36: Caso 4 – gerador síncrono (hidrelétrica).....	94
Figura 6.37: Caso 4 – barra 1. ....	95
Figura 6.38: Caso 4 – barra 2. ....	95
Figura 6.39: Caso 4 – barra 3. ....	95
Figura 6.40: Caso 4 – barra 4. ....	96
Figura 6.41: Caso 4 – barra 5. ....	96
Figura 6.42: Caso 4 – barra 6. ....	96
Figura 6.43: Caso 4 – frequência do sistema.....	97
Figura 6.44: Caso 5 - parque eólico.....	98
Figura 6.45: Caso 5 – usina solar. ....	98
Figura 6.46: Caso 5 – gerador síncrono (hidrelétrica).....	99
Figura 6.47: Caso 5 – barra 1. ....	99
Figura 6.48: Caso 5 – barra 2. ....	100
Figura 6.49: Caso 5 – barra 3. ....	100
Figura 6.50: Caso 5 – barra 4. ....	100
Figura 6.51: Caso 5 – barra 5. ....	101
Figura 6.52: Caso 5 – barra 6. ....	101
Figura 6.53: Caso 5 – frequência do sistema.....	102
Figura 6.54: Curvas aplicadas na usina solar. ....	103
Figura 6.55: Potência na usina versus potência no BESS .....	103
Figura 6.56: Caso 6 – usina solar. ....	104
Figura 6.57: Caso 6 – barra 1. ....	104
Figura 6.58: Caso 6 – barra 2. ....	104
Figura 6.59: Caso 6 – barra 3. ....	105
Figura 6.60: Caso 6 – barra 4. ....	105
Figura 6.61: Caso 6 – barra 5. ....	105
Figura 6.62: Caso 6 – barra 6. ....	106
Figura D. 1: Diagrama unifilar do sistema de transmissão de testes.....	123
Figura E. 1: Regime de frequência não nominal para unidades geradoras eólica e solar. ....	126

Figura E. 2: Regime de frequência não nominal para unidades hidrelétricas. ....	126
Figura E. 3: Curva de suportabilidade a subtensões e sobretensões transitórias LVRT. ....	126

# LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Valores do coeficiente de potência.....	46
Tabela 6.1: Resumo da condição de operação do sistema para o caso 1.....	83
Tabela A. 1: Parâmetros utilizados no parque eólico. ....	120
Tabela B. 1: Parâmetros utilizados na usina solar. ....	121
Tabela C. 1: Parâmetros empregados no banco de baterias. ....	122
Tabela C. 2: Parâmetros empregados no conversor buck-boost.....	122
Tabela D. 1: Parâmetros da barra <i>slack</i> . ....	123
Tabela D. 2: Parâmetros do gerador síncrono da hidrelétrica. ....	123
Tabela D. 3: Parâmetros do sistema de excitação da hidrelétrica. ....	124
Tabela D. 4: Parâmetros do regulador de velocidade da hidrelétrica.....	124
Tabela D. 5: Parâmetros dos alimentadores do sistema de transmissão.....	124
Tabela D. 6: Parâmetros dos transformadores.....	124
Tabela E. 1: Limites da frequência do sistema frente a perturbações. ....	126
Tabela E. 2: Variações de tensão de curta duração. ....	127

# LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AMT	Afundamento Momentâneo da Tensão
BESS	Battery Energy Storage System
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DFIG	Double Fed Induction Generator
EMT	Elevação Momentânea da Tensão
ET	Electromechanical Transients
ESS	Energy Storage System
FV	Fotovoltaico
GSC	Grid Side Converter
IEA	International Energy Agency
IRENA	International Renewable Energy Agency
LVRT	Low Voltage Ride Through
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NREL	National Renewable Energy Laboratory
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PHS	Pumped Hydro Storage
PI	Proporcional Integral
PID	Proporcional Integral Derivativo
PLL	Phase Locked Loop
PWM	Pulse Width Modulation
RSC	Rotor Side Converter
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SOC	State of Charge
STC	Standard Test Conditions
SVOC	Stator Voltage Oriented Contro
THD	Total Harmonic Distortion
VOC	Voltage Oriented Control
VTCD	Variações de Tensão de Curta Duração
WSCC	Western System Coordinating Council
WWEA	Word Wind Energy Association

# LISTA DE SÍMBOLOS

$P_{mc}$	Potência mecânica da turbina
$\rho$	Densidade do ar
$A$	Área varrida pelas pás
$V_v$	Velocidade do vento
$C_p$	Coefficiente de potência da turbina
$\lambda$	Relação de velocidade de ponta de pá
$\beta$	Ângulo de passo das pás da turbina
$\omega_r$	Velocidade angular elétrica do rotor
$R$	Raio da turbina
$V_{ds}, V_{ds}$	Tensões do estator no marco de referência dq
$V_{dr}, V_{qr}$	Tensões do rotor no marco de referência dq
$i_{ds}, i_{qs}$	Correntes do estator no marco de referência dq
$i_{dr}, i_{dr}$	Correntes do rotor no marco de referência dq
$\eta$	Operador derivativo
$R_s, R_r$	Resistência do estator e do rotor
$\omega$	Velocidade angular do estator
$\psi_{ds}, \psi_{dr}$	Fluxo concatenado do estator e do rotor
$L_m$	Indutância de magnetização
$L_s$	Indutância própria do estator
$L_r$	Indutância própria do rotor
$T_e$	Torque eletromagnético
$P$	Número de par de polos
$G_d$	Relação de Transmissão
$\omega_t$	Velocidade da turbina
$T_{ot}$	Toque ótimo
$K_{ot}$	Constante do torque ótimo
$\lambda_{ot}$	Velocidade específica que maximiza a potência capturada
$P_g$	Potência ativa processada do Gsc
$Q_g$	Potência reativa processada do Rsc

$V_{cc}$	Tensão no link CC do conversor back-to-back
$i_{cc}$	Corrente no link CC do conversor back-to-back
$\theta_g$	Ângulo da rede elétrica
p- Si	Silício Policristalino
$V_{oc}$	Tensão de Circuito aberto
$I_{sc}$	Corrente de curto-circuito
$I_L$	Corrente fotovoltaica
$R_s$	Resistência em série
$R_p$	Resistência em paralelo
$I_{pv}$	Corrente no módulo fotovoltaica
$I_0$	Corrente de saturação reversa do diodo
$V_{pv}$	Tensão de saída do módulo fotovoltaico
$m$	Fator de idealidade
$V_t$	Tensão térmica
$N_s$	Número de células associadas em série
$k$	Constante de Boltzman
$T$	Temperatura de operação do módulo fotovoltaico
$e$	Carga do elétron
$I_L^*$	Corrente fotovoltaica na condição nominal
$\alpha_{Isc}$	Coefficiente de temperatura da corrente de curto-circuito
$\Delta T$	Varição de temperatura do módulo
$G$	Irradiância real
$G^*$	Irradiância nominal
$P_{mp}$	Ponto de máxima potência
$I_{mp}$	Corrente no ponto de máxima potência
$V_{mp}$	Tensão no ponto de máxima potência
$P_{max}$	Potência máxima
$\beta_{voc}$	Coefficiente de temperatura da tensão de circuito aberto
$\gamma_{iscc}$	Coefficiente de temperatura da potência máxima
$P_{pv}$	Potência ativa processada do inversor fotovoltaico
$Q_{pv}$	Potência reativa processada do inversor fotovoltaico
$V_{dsf}, V_{dsf}$	Tensões do inversor fotovoltaico no marco de referência dq

Pb - A	Chumbo ácido
$H_2SO_4$	Ácido sulfúrico
$PbSO_4$	Sulfato de chumbo
$Z_n$	Zinco
$C_e$	Cério
$N_a - S$	Sódio-enxofre
$V_{bat}$	Tensão na bateria
$V_0$	Constante de tensão da bateria
K	Constante de polarização da bateria
Q	Capacidade da bateria
it	Capacidade extraída da bateria
$i^*$	Corrente de referência filtrada
A	Zona exponencial de tensão
B	Capacidade exponencial
$V_{eq}$	Tensão equivalente do bando de baterias
$V_{cc}$	Tensão do link CC da usina FV
$P^*$	Potência de referência
$P_{med}$	Potência medida na saída da usina FV
$V_{bat}$	Tensão do banco de baterias
$I^*$	Corrente de referência
$I_{bat}$	Corrente do bando de baterias
$L_1$ e $L_2$	Indutâncias de dispersão do primário e secundário do transformador
$R_m$ e $L_m$	Resistencia e Indutância de magnetização do núcleo do transformador
$P_c$	Potência ativa consumida pela carga
$Q_c$	Potência reativa consumida pela carga
$P_0$	Potência ativa nominal da carga
$Q_0$	Potência reativa nominal carga
$V_c$	Tensão nos terminais da carga
$V_0$	Tensão nominal da carga
$n_p$	Expoente relativo ao componente de potência ativa da carga
$n_q$	Expoente relativo ao componente de potência reativa da carga

# SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO .....</b>	<b>23</b>
1.1 O Problema da Alta Penetração de Fontes Renováveis no Sistema Elétrico.....	23
1.2 Transitórios Eletromecânicos x Estabilidade.....	25
1.3 Objetivos e Contribuições.....	26
1.3.1 Objetivo Geral .....	26
1.3.2 Objetivos específicos.....	27
1.3.3 Contribuições da Dissertação .....	27
1.4 Organização Textual .....	28
<b>CAPÍTULO 2 - ESTADO DA ARTE.....</b>	<b>30</b>
2.1 Considerações Iniciais .....	30
2.2 Fontes de Geração Eólica e Solar e Suas Implicações no SEP.....	31
2.3 Estabilidade Transitória do Sistema Elétrico com Fontes Renováveis.....	34
2.4 Requisitos de Rede para Conexão de Fontes Renováveis.....	38
2.5 O Sistema de Armazenamento Frente à Expansão da Penetração de Renováveis.....	39
<b>CAPÍTULO 3 - TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO EÓLICA E SOLAR.....</b>	<b>42</b>
3.1 Energia Eólica.....	42
3.1.1 Modelagem do Sistema de Conversão de Energia Eólica.....	43
3.1.1.1 Modelo da Turbina.....	45
3.1.1.2 Modelo Matemático do DFIG.....	46
3.1.1.3 Seguimento do Ponto de Máxima Potência (MPPT).....	48
3.1.1.4 Controle do Ângulo de Passo.....	49
3.1.1.5 Controle do Conversor do Lado da Rede (GSC).....	50
3.1.1.6 Controle do Conversor do Lado do Rotor (RSC).....	51
3.1.1.7 Estimação do Ângulo da Rede para Sincronização .....	52
3.2 Energia Solar Fotovoltaica.....	52
3.2.1 Modelagem do Sistema de Conversão de Energia Solar.....	54
3.2.1.1 Modelo do Módulo Fotovoltaico .....	55
3.2.1.2 Seguimento do Ponto de Máxima Potência (MPPT).....	57
3.2.1.3 Conversor CC: Modelagem e Controle.....	58

3.2.1.4 Inversor: Modelagem e Controle .....	59
<b>CAPÍTULO 4 - SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....</b>	<b>61</b>
4.1 Introdução .....	61
4.2 Tecnologias de Armazenamento Aplicadas em SEP .....	64
4.2.1 Baterias de Íons de Lítio (Li-íon) .....	65
4.3 Modelagem da Bateria Íons de Lítio.....	65
4.4 Acoplamento do BESS à Usina Solar FV .....	66
4.4.1 Conversor Buck-Boost Bidirecional .....	67
4.4.1.1 Princípio de Funcionamento .....	68
4.4.2 Estratégia de Controle do BESS.....	69
<b>CAPÍTULO 5 - MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO .....</b>	<b>71</b>
5.1 Modelagem dos Componentes da Rede .....	71
5.1.1 Linha de Transmissão.....	72
5.1.2 Transformadores.....	72
5.1.3 Cargas .....	73
5.1.4 Usina Hidrelétrica.....	74
5.1.4.1 Gerador Síncrono .....	75
5.1.4.2 Modelamento da Turbina e Regulador de Velocidade .....	75
5.1.4.3 Sistema de Excitação .....	76
5.2 Rede de Testes Completa.....	77
<b>CAPÍTULO 6 - TESTES E RESULTADOS .....</b>	<b>78</b>
6.1 Introdução .....	78
6.2 Caso 1: Sistema em Operação Normal (Regime Permanente) .....	79
6.3 Caso 2: Variação de Potência no Parque Eólico .....	83
6.4 Caso 3: Variação de Potência na Usina Solar .....	88
6.5 Caso 4: Falta Trifásica nos Terminais do Parque Eólico.....	93
6.6 Caso 5: Rejeição de Carga na Barra 5.....	97
6.7 Caso 6: Teste do Sistema de Armazenamento Integrado à Usina Solar .....	102
<b>CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES .....</b>	<b>107</b>
7.1 Considerações e Conclusões .....	107
7.2 Contribuições Obtidas e Proposições para Trabalhos Futuros .....	110

7.3 Artigos Publicados e Aceitos para Publicação.....	111
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>112</b>
<b>APÊNDICE A. PARÂMETROS PARQUE EÓLICO.....</b>	<b>120</b>
<b>APÊNDICE B. PARÂMETROS USINA SOLAR .....</b>	<b>121</b>
<b>APÊNDICE C. PARÂMETROS BESS .....</b>	<b>122</b>
<b>APÊNDICE D. PARÂMETROS REDE DE TESTES .....</b>	<b>123</b>
<b>APÊNDICE E. PROCEDIMENTOS DE REDE ONS .....</b>	<b>125</b>

# Capítulo 1

## INTRODUÇÃO

---

*Neste capítulo é descrita a conjuntura do problema de pesquisa e seus delineamentos, sendo apresentada a relevância e atualidade do tema. O panorama geral do setor frente às energias renováveis é evidenciado, são expostos os objetivos gerais e específicos e também as contribuições deixadas pelo trabalho. Por fim, é manifestada a forma como foi realizada a organização textual.*

### **1.1 O Problema da Alta Penetração de Fontes Renováveis no Sistema Elétrico**

Tem sido crescente a quantidade de novos recursos energéticos atuando no Sistema Elétrico de Potência (SEP) como fontes renováveis intermitentes, sistemas de armazenamento de energia, veículos elétricos além de novas topologias de conversores eletrônicos de potência. Em relação às fontes de geração de energia renováveis, ano após ano tem-se registrado níveis cada vez mais altos de penetração, aumentando a fatia correspondente à matriz de geração de energia elétrica. A escassez de energia elétrica em muitos pontos do globo além da necessidade de redução dos impactos ambientais tem colocado sob essas fontes, grande expectativa. Não somente, a redução dos preços de instalação aliado ao crescimento da eficiência de conversão de energia contribuem também para o seu avanço. Entre as fontes de energia que mais crescem estão a eólica e a solar fotovoltaica (FV). Dados recentes obtidos da *International Renewable Energy Agency* (IRENA) mostram que a potência total instalada em todo o mundo por meio dessas fontes já ultrapassaram 1,2 TW [1].

Os planejadores têm estado atentos em estudar os impactos advindos do grande uso de fontes intermitentes na rede uma vez que, à medida que se aumenta seu nível de penetração na rede, novos esforços do ponto de vista técnico e operacional tornam-se necessários para manter os índices de qualidade da energia dentro dos limites aceitáveis [2]. Considerando a energia solar fotovoltaica, a geração está sempre sujeita a fatores climáticos, onde variações de irradiância e temperatura, por exemplo, trazem consequências na produtividade energética, implicando em drásticas quedas de energia [3]. Em relação à fonte eólica, de forma similar há dependência do clima, onde as variações na velocidade do vento também impactam a produtividade de energia [4]. Todas essas características estocásticas impõem grandes incertezas em relação à qualidade, confiabilidade e continuidade da oferta do serviço de energia elétrica além do que, essas variações de potência podem ser replicadas na rede, comprometendo a estabilidade do sistema.

De forma diferente dos grandes geradores síncronos, tradicionalmente empregados na geração de eletricidade convencional, geradores eólicos e usinas solares tem sido acoplados à rede por intermédio de conversores eletrônicos [5]. Ademais, essas novas unidades geradoras são incapazes de atenuar algum possível distúrbio decorrido na rede utilizando, para isto, a energia contida no rotor, tal como ocorre nos geradores tradicionais [6]. O aumento das turbinas eólicas e usinas solares nos sistemas elétricos em substituição aos grandes geradores reduzem a inércia geral do sistema implicando em diminuição da capacidade do mesmo em oferecer suporte de frequência [7]. Com o comprometimento da inércia, o sistema se torna mais dinâmico e oscilatório, implicando no fato de que os distúrbios passem a afetar mais os níveis de tensão e frequência [8].

O SEP foi idealizado tradicionalmente de forma a operar com grandes centrais geradoras afastadas das cargas, que entregam sua energia aos centros de consumo via grandes linhas transmissoras. Porém na atualidade, com novas fontes de energia sendo inseridas em pontos variados do sistema, há de se considerar as alterações de comportamento do mesmo frente às ocorrências cotidianas, o que pode comprometer sua operação do sistema, estabilidade e proteção [9].

Frente ao exposto, os operadores do SEP em todo o mundo, dentro do conjunto de normativas que regem a operação do sistema, tem imposto premissas para interconexão de novas usinas às instalações de transmissão de energia [10], [11]. No Brasil o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) determina os requisitos técnicos mínimos para acessos de unidades geradoras ao sistema de transmissão por meio dos Procedimentos de Rede [12]. Tais requisitos

precisam ser considerados e estudados previamente por meio de análises e simulações para que seja verificado o atendimento às normativas que regem a operação do sistema elétrico.

Diante de tantos desafios, tem sido grande de interesse da comunidade acadêmica em desenvolver estratégias de controle e novas tecnologias capazes de trazer melhores condições de adequação da energia dos ventos e do sol aos requisitos dos reguladores da energia elétrica em escala de utilidade. Uma alternativa de grande importância e que está em fase de grande crescimento é a utilização de Sistemas de Armazenamento de Energia (ESS), sobretudo, a partir do emprego de baterias (BESS, do acrônimo em inglês). Essa tem sido uma solução amplamente aplicada às fontes renováveis, contribuindo na suavização da potência entregue à rede, melhorando a qualidade da energia, promovendo balanceamento e estabilização do sistema, melhorando a redução da dispersão entre a previsão e oferta efetiva de energia e oferecendo serviços ancilares [13].

## 1.2 Transitórios Eletromecânicos x Estabilidade

Face ao exposto, o SEP evolui mantendo-se sujeito a novos fenômenos transitórios agora não somente resultantes dos distúrbios ordinários como curto circuitos, saídas ou entradas repentinas de grandes cargas e descargas atmosféricas, mas também em função dos novos aparatos tecnológicos supracitados. Fenômenos decorrentes das situações mencionadas podem levar o sistema a condições inadequadas de operação, causando danos aos consumidores, às unidades geradoras e até mesmo levar o sistema ao colapso. Contudo, para a manutenção da estabilidade, confiabilidade e continuidade, bem como dos índices de qualidade de energia do sistema, tornam-se necessários estudos e análises que possibilitem entender o comportamento do SEP frente à interconexão avançada de novos equipamentos, como já citado.

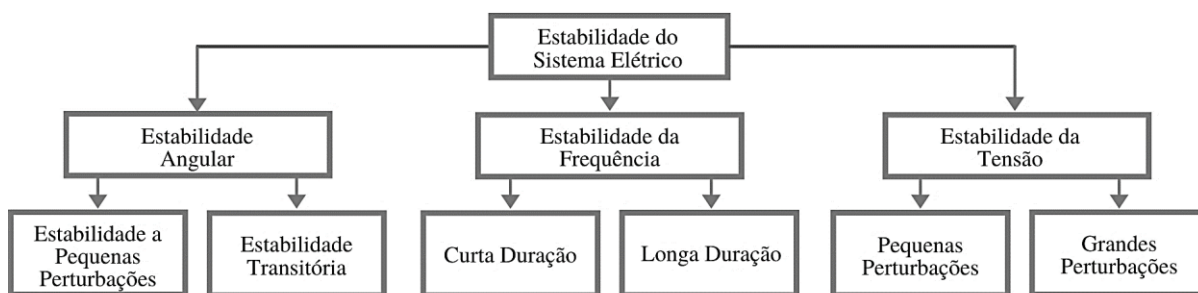
Os estudos de sistemas elétricos são convencionalmente realizados a partir de análise computacional que contemplem a vasta amplitude dos problemas e equipamentos do setor. Basicamente, esses estudos são classificados como Estáticos e Dinâmicos. Para estudos estáticos, normalmente emprega-se ferramentas relacionadas a fluxos de potência, enquanto estudos dinâmicos aplicam ferramentas de análises de transitórios. Quanto às análises de transitórios, a depender da escala temporal de ocorrência, pode-se empregar Transitórios Eletromagnéticos (EMT, do acrônimo em inglês) e os Transitórios Eletromecânicos (ET, do acrônimo em inglês). Os EMT contemplam as interações eletromagnéticas entre os campos

eletromagnéticos de indutâncias e campos elétricos de capacitâncias contidas na rede elétrica. Já os ET, contemplam as interações entre a energia consumida pela rede e a energia mecânica contida nas máquinas rotacionais do sistema.

É comum a comunidade acadêmica, relacionar os fenômenos ET às grandes perturbações ou distúrbios (eventos imprevisíveis no SEP, como um curto circuito, fechamento ou abertura de uma chave, saída ou entrada e uma carga) que ocorrem com frequência na rede. Essas perturbações/distúrbios são estudadas e analisadas por meio dos ET e relacionadas às questões de estabilidade do SEP.

A estabilidade do sistema é reconhecidamente um quesito de suma importância já há muitas décadas. Grandes transtornos já foram atribuídos a problemas de instabilidade do sistema em todo o mundo, por exemplo os apagões. Uma excelente conceituação sobre estabilidade pode ser encontrada em [14] onde dentro da área de estudos de estabilidade transitória, encontra-se a estabilidade angular, estabilidade da frequência e estabilidade da tensão. Uma compreensão nítida dos diferentes tipos de instabilidade e de como se inter-relacionam é essencial para o projeto e operação eficaz dos sistemas de energia e também para o acoplamento de novas fontes de energia. A [Figura 1.1](#) ilustra e classifica as diferentes vertentes relacionadas aos estudos de estabilidade e que serão analisadas nesta dissertação.

Figura 1.1: Classificação da estabilidade do sistema elétrico de potência.



Fonte: Adaptado de [14].

## 1.3 Objetivos e Contribuições

### 1.3.1 Objetivo Geral

O presente trabalho objetiva realizar um estudo de análise de transitórios eletromecânicos, concentrando-se na estabilidade transitória do SEP, considerando um sistema de transmissão (Rede Básica) com penetração de unidades geradoras eólica e solar,

considerando o uso do BESS como alternativa para atenuar impactos relacionados à flutuações de potência.

### 1.3.2 Objetivos específicos

- Realizar revisão da literatura para conhecimento dos conceitos, metodologias empregadas na abordagem do tema e compreensão acerca dos aspectos de modelagem dos componentes que estão contidos no trabalho.
- Utilizar ferramentas computacionais para análise de transitórios eletromecânicos a partir de simulações dinâmicas.
- Apresentar modelagem dos sistemas de geração eólico, solar, sistema de armazenamento de energia e rede de transmissão em convergência com modelos confiáveis e amplamente aplicados na bibliografia.
- Avaliar resultados de simulação a partir dos estudos de caso escolhidos em concordância com os Procedimentos de Rede do ONS a fim de validar os modelos e metodologia aplicada.

### 1.3.3 Contribuições da Dissertação

Destacam-se como principais contribuições da dissertação:

- Modelagem e Implementação de um modelo de uma rede de transmissão contendo diferentes fontes renováveis intermitentes obedecendo os requisitos de estudos nesta área determinados pelo ONS.
- Análise dos resultados considerando os aspectos da estabilidade do SEP a partir dos procedimentos de rede do ONS vigentes considerando cenários que replicam eventos de perturbações cotidianos no SEP.
- Projeto e implementação do BESS acoplado à usina solar contribuindo para a suavização da potência entregue à rede, visando redução da intermitência e potencializar o aumento da penetração de fontes renováveis no sistema elétrico.
- Análise comparativa conjunta dos resultados dos vários sistemas contidos no modelo (BESS, Solar, Eólica, Hidrelétrica, Rede de Transmissão), permitindo maior abrangência nos estudos de estabilidade transitória.

Para tanto, o trabalho foi desenvolvido a partir de modelagem computacional considerando simulações dinâmicas (domínio do tempo) empregando as bibliotecas do *Simscape Power Systems* do software *Matlab*<sup>®</sup> & *Simulink*<sup>®</sup> [15]. Os componentes da rede incluindo os geradores de corrente alternada, parque eólico, usina solar, transformadores e demais foram representados por modelos detalhados trifásicos. Para a validação dos modelos foram considerados casos variados como curto circuito, rejeição de carga e variação de potência dos geradores. Por fim, foi desenvolvido um BESS composto por um conversor CC/CC, banco de baterias e central de controle que foi acoplado ao *link* CC da usina solar a fim de contribuir para a suavização de potência. O sistema é capaz de estabilizar a potência ativa entregue à rede, sendo também útil para eventos de perda completa de geração.

Os resultados são analisados à luz dos procedimentos de rede do ONS, onde são consideradas todas as vertentes dos estudos de estabilidade (Ângulo de carga do gerador síncrono da hidrelétrica, frequência e tensão). Foi possível mostrar como o sistema de transmissão com penetração de geração renovável se comporta tanto em regime permanente, quando em situações de distúrbios. Em cada estudo de caso proposto verificou-se a resposta dinâmica e avaliou-se a robustez e capacidade de estabilidade do sistema de testes empregado mesmo diante de grandes perturbações. Foi também nítido perceber como o sistema de armazenamento pode contribuir para mitigar impactos da geração renovável na rede de transmissão.

## 1.4 Organização Textual

O presente documento foi dividido em 7 capítulos, organizados da seguinte maneira:

- [Capítulo 1](#) - é realizada a introdução ao tema, propiciando uma visão geral do contexto onde está inserida a pesquisa, exposição da motivação e os objetivos.
- [Capítulo 2](#) - apresenta a revisão da literatura onde são abordadas as diferentes propostas empregadas pelos autores para tratar o problema da pesquisa.
- [Capítulo 3](#) - traz a fundamentação teórica contemplando as energias renováveis obtidas através das fontes eólica e solar onde são abordadas as características, dispositivos empregados, topologias de integração, técnicas de modelagem e estratégias de controle.

- [Capítulo 4](#) - contempla os aspectos técnicos bem como técnicas de modelagem e estratégias de controle relacionadas ao sistema de armazenamento aplicado no sistema elétrico de potência.
- [Capítulo 5](#) - é apresentada a metodologia proposta para a modelagem do sistema de testes empregado na pesquisa.
- [Capítulo 6](#) - expõe os estudos de caso considerados para a realização dos testes mediante os conceitos abordados nos capítulos anteriores e também os resultados obtidos para cada cenário considerado.
- [Capítulo 7](#) - finalmente são expostas as conclusões do trabalho desenvolvido até o presente momento, e algumas perspectivas que abordam a continuidade do estudo.
- [APÊNDICE A](#) – apresenta os parâmetros empregados na simulação do parque eólico.
- [APÊNDICE B](#) – apresenta os parâmetros empregados na simulação na usina solar.
- [APÊNDICE C](#) – apresenta os parâmetros empregados na simulação do sistema de armazenamento de energia.
- [APÊNDICE D](#) – apresenta os parâmetros empregados na simulação do sistema de transmissão de testes.
- [APÊNDICE E](#) – apresenta os procedimentos de rede do ONS empregados nos estudos, bem como figuras e tabelas utilizados para as análises de resultados.

# Capítulo 2

## ESTADO DA ARTE

---

*O estudo bibliográfico aqui apresentado permite analisar o comportamento da literatura no desenvolvimento de estudos correlacionando os sistemas elétricos de potência e a entrada das fontes renováveis e suas implicações. Em decorrência, são conectados os conceitos de estabilidade transitória, procedimentos de rede e aplicações de sistemas de armazenamento de energia.*

### 2.1 Considerações Iniciais

Os sistemas de energia foram idealizados de forma centralizada, ou seja, imensas unidades geradoras de alta capacidade, normalmente afastadas dos locais de consumo, capazes de produzir energia em larga escala que então é transmitida e distribuída aos usuários finais. Criou-se assim o paradigma da geração centralizada que trouxe ganhos de escala, redução do custo da eletricidade, domínio sobre o manejo e operação do SEP, o que proporcionou eficiência [2].

A tecnologia evoluiu em todas as áreas e isso possibilitou o desenvolvimento de novas formas de operacionalizar a eletricidade. Na atualidade, o paradigma da geração centralizada tem sido complementado à medida que cresce a aplicação de produção de energia conectada em pontos diversos da rede no nível da transmissão e distribuição [16], [17]. Todavia, considerando também as pressões em relação às questões ambientais e crescente apelo por hábitos mais sustentáveis, o SEP abriu-se a fontes alternativas de energia.

Dentre as fontes alternativas mais empregadas na atualidade, a eólica e a solar têm ganhado destaque, apresentando maior crescimento nos últimos anos, mantendo grande projeção para os anos futuros [1]. Ocorre que, a característica intermitente e localização dispersa das usinas de geração, associando-se o aumento do nível de penetração, incertezas e novos desafios são encontrados para o planejamento e operação dos SEP para que seja garantida a continuidade e confiabilidade do sistema, bem como sua estabilidade. Frente a essas questões, o sistema de armazenamento de energia vem sendo empregado de forma associada às fontes renováveis ou também diretamente integrado ao sistema elétrico para minimizar impactos adversos e propiciar seu crescimento ordenado e modernização.

O emprego de energia eólica e solar conectadas à rede, remontam meados da década de 1990, com crescimento considerável a partir dos anos 2000 [2], [3]. Porém, já a partir da crise do petróleo de 1970, que motivou o amplo interesse no desenvolvimento das tecnologias alternativas de geração, eram majoritariamente utilizadas para aplicações desconectadas da rede principal, visando atender comunidades isoladas. Quanto ao BESS, em 1978 já havia um programa de pesquisa do governo dos Estados Unidos desenvolvendo aplicações de baterias associadas a sistemas FV e de energia eólica. Conquanto, seu crescimento expressivo é mais contemporâneo, a partir de 2010.

O objetivo deste capítulo é apresentar um estudo bibliográfico no campo das fontes renováveis sobretudo eólica e solar, sistemas de armazenamento e SEP, considerando os aspectos da estabilidade transitória por meio de estudos de transitórios eletromecânicos. É notória a abundância de material neste eixo mostrando que os pesquisadores estiveram preocupados em desenvolver estudos que possibilitassem a compreensão dos efeitos dessas fontes no SEP e atuar na criação de soluções inéditas, cooperando para acautelar a infraestrutura enquanto avança o acoplamento dessas fontes na rede.

## **2.2 Fontes de Geração Eólica e Solar e Suas Implicações no SEP**

A natureza variável da geração de energia elétrica a partir de centrais renováveis intermitentes, sua típica característica não centralizada, além dos impactos que trazem ao SEP culminaram no aumento das preocupações sobre a estabilidade, controle e operação. Enfrentar os desafios supracitados vem a ser o motivo primordial para o universo da pesquisa nesta área,

a fim de propor inovações e discutir oportunidades. Por isso diversos estudos têm abordado o comportamento transitório do SEP e os problemas a serem enfrentados mediante sua integração.

O desenvolvimento de estudos relacionados às fontes renováveis vem sendo amplamente explorados na literatura há décadas. Geradores eólicos, já eram empregados em aplicações conectadas à rede elétrica em meados do século XX embora sua capacidade instalada naquela época fosse inferior a 2 GW [18]. Em relação à geração FV, até 1997 a grande maioria das aplicações eram para sistemas isolados (desconectados da rede) e ainda assim de baixa proporção [3].

Muitos autores estiveram concentrados em questões relativas à modelagem dos recursos energéticos em questão. De fato, para questões de estudos elétricos é essencial compreender o comportamento dos elementos previamente, antes de estudos de campo. As referências [4], [19], [20], [21], [22], [23], [24], [25] e [26], deixaram contribuições relativas as modelagens do Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG, do acrônimo em inglês), o mais explorado no mundo atualmente. Já em relação à geração solar, [3], [9], [22], [27], [28], [29], [30], [31], [32], [33], [34], [35] e [36], abordam tanto o estudo da célula FV, quanto dos módulos solares, bem como o sistema de conversão de energia solar conectados à rede, conversores CC/CC, modelagem e controle de inversores e técnicas de Seguimento do Ponto de Máxima Potência (MPPT, do acrônimo em inglês).

A intermitência da geração eólica e solar é um fator limitante para altos níveis de penetração na rede. Essa característica culmina em flutuações da potência que podem impactar negativamente a tensão e frequência da rede elétrica. Vários estudos exploraram essa questão como mostram as referências [37], [38], [39], [40], [41], [42], [43], [44], [45], [46] e [47]. Em altos níveis, a produção infrequente de potência exige que os operadores dediquem grande parte de sua reserva de geração disponível para suportar essa variabilidade. Os estudos mostram que a produção eólica e FV é flutuante e uma interrupção de geração total ou parcial ou em massa de uma grande parte de unidades geradoras representa um problema desafiador.

Tal como relatado em [48], a alta penetração de renováveis nos sistemas de transmissão pode afetar o estado de regime permanente e suas interações dinâmicas. É de suma importância entender que, os impactos associados a grandes unidades geradoras renováveis são diferentes no nível de transmissão, onde a rede é mais forte, e distribuição onde é mais fraca. Por exemplo, mudanças repentinas na geração FV motivadas por passagens de nuvens ou sombreamentos são um grande vilão no sistema de distribuição. Em contrapartida, em uma usina FV no nível de transmissão o mesmo fenômeno é mais suave, embora também deva ser avaliado [48].

Questões técnicas relacionadas à integração das fontes em questão à rede elétrica são frequentemente abordadas na literatura. Estudos relacionados a harmônicos podem ser encontrados em trabalhos como [49], [50] e [51]. Neste sentido, frequentemente a Distorção Harmônica Total (THD, do acrônimo em inglês) excedem os limites normatizados, sobretudo quando se aumenta a penetração, levando à sobrecarga e aquecimento do transformador. Isso se deve ao aumento de conversores eletrônicos de potência empregados para sua integração à rede que trazem impactos diretos neste indicador.

Flutuações de frequência e de tensão é outro quesito de suma importância, uma vez que os procedimentos de rede estabelecem critérios bastante rígidos quanto à manutenção dessas grandezas na rede. Em [52], [53], [54], [39], [42], [44], [51], [55], [56], [57], [58] e [59] foram relatados estudos correlacionando a tensão. É observado que, a presença de geração renovável não é sempre fator que determina impactos adversos. Estudos mostram que, a depender das características da rede, do ponto de acoplamento, do tamanho da usina, entre outros aspectos, podem ocorrer melhorias no perfil de tensão. Por óbvio é notado que, ao serem aumentados os níveis de penetração, grandes quedas de tensão podem ocorrer em alguns nós do sistema quando houveram perdas de grandes quantidades de geração. Em relação a variações de frequência, os trabalhos [39], [58], [59], [60] e [61] mostram que, como também acontece com a tensão, variação de grandes aglomerados de potência podem impactar na estabilidade transitória da frequência. Também se relata que, em caso de distúrbios, uma vez que a presença de fontes renováveis altera os níveis de curto circuito do sistema, o comportamento do mesmo pode ser alterado e, portanto, precisa ser estudado.

As perdas técnicas de um determinado sistema podem ser aumentadas ou diminuídas, também como visto antes, a depender das características do sistema associado ao ponto de acoplamento e ao percentual de penetração de renováveis. Em [54], por exemplo, os resultados mostraram que a penetração de geração FV melhorou a condição do alimentador, reduzindo as perdas. Com mais detalhes, no trabalho proposto por Mendéz *et al.* [62], foi mostrado que as perdas começam a diminuir com baixos níveis de penetração enquanto, após um determinado valor, começam a aumentar se houverem níveis mais altos de penetração. Portanto, a inserção de renováveis ao longo do alimentador também afeta as variações de perdas de energia. Quanto mais dispersas as unidades de geração, maior o impacto sobre as perdas. As turbinas eólicas têm um impacto menos positivo nas perdas do que outras tecnologias, como por exemplo, unidades fotovoltaicas [62].

## 2.3 Estabilidade Transitória do Sistema Elétrico com Fontes Renováveis

Quando na normalidade, o propósito da operação do SEP é atender à demanda de potência dos consumidores obedecendo limites predeterminados de tensão e frequência o que envolve, entre muitos outros fatores, a uma condição de balanço entre a geração e carga. Nessa situação, o sistema possui estabilidade. Uma definição de estabilidade do SEP é: a capacidade do mesmo de, tanto permanecer em equilíbrio em condições normais de operação (Regime permanente), quanto também de retornar um ponto aceitável após ser submetido à situações inesperadas advindas de algum tipo de perturbação [14], [63], [64], [65], [66], [67], [68], [69].

Um sistema é robusto e estável quando opera dentro dos limites de tensão e frequência normalizados e quando os geradores síncronos contidos neste sistema se mantêm em sincronismo com a rede elétrica mesmo após a ocorrência de um distúrbio [14], [66]. Diante disso, convencionalmente classifica-se a estabilidade em 3 grandes áreas: estabilidade angular, estabilidade da frequência e estabilidade da tensão. A [Figura 1.1](#) apresentada no [Capítulo 1](#), ilustra as subdivisões dos estudos de estabilidade.

Notoriamente, a expansão em massa de fontes renováveis já começa comprometer a estabilidade das redes elétricas em alguns pontos do sistema em muitos lugares do mundo. Também neste sentido tem sido vastos os estudos que relacionam os impactos das fontes alternativas. A maioria destes é normalmente baseada em simulações computacionais promovidas por *softwares* específicos de análise de transitórios eletromecânicos. Essas análises viabilizam estudos de estabilidade que são, em geral, o primeiro requisito para uma possível integração com a rede. Os resultados dão embasamento sobre os possíveis impactos da integração de altos índices de participação das renováveis no sistema, bem como sobre ações obrigatórias para reduzir esses impactos.

Os transitórios eletromecânicos são fenômenos considerados lentos (na faixa segundos a minutos), envolvendo a interação entre a energia mecânica contida nas máquinas rotativas do sistema elétrico e fluxo de energia gerada e consumida. Esse tipo de simulação se beneficia pela tipologia dos modelos empregados que são capazes de capturar os fenômenos de maior ocorrência no SEP, baseando-se na suposição de sistemas trifásicos equilibrados.

Conforme mostrado em [70], a diminuição da estabilidade transitória causada pelo aumento da penetração de renováveis é relatada como um ponto importante que merece ser analisado. A partir dos resultados do estudo, observar-se que a estabilidade transitória inicialmente é melhorada com o aumento da penetração de renováveis porém, se a expansão da

penetração é mantida, estabilidade transitória é degradada incessantemente como mostram as referências [71], [72]. Em [73] é mostrado que geralmente quando a inércia específica da fonte de energia renovável é reduzida, sua saída é substituída pela dos geradores síncronos convencionais, o que implica em melhoria da resposta transitória da estabilidade. De outra forma, sendo aumentada a proporção renovável, o estudo mostra que o gerador síncrono precisou ter sua operação interrompida e assim, a estabilidade transitória foi depreciada motivada pela diminuição da inércia do sistema.

À capacidade das máquinas síncronas, conectadas no sistema elétrico, de permanecerem em sincronismo tanto em regime permanente quanto após serem submetidas a eventos nocivos denomina-se estabilidade angular [63]. Essa característica está relacionada com a habilidade de manter ou restaurar o equilíbrio entre o torque mecânico e eletromagnético de cada gerador síncrono do sistema. Um fenômeno de instabilidade angular, pode ocorrer em cascata, a partir de oscilações angulares crescentes de alguns geradores se espalhando para a perda de sincronismo com outros geradores [14].

Em regime permanente espera-se o equilíbrio entre o torque mecânico e o torque eletromagnético de saída dos geradores onde, mantida esta premissa, a velocidade é constante [63]. Quanto em situações de perturbação do sistema, o equilíbrio é desfeito ocasionando oscilações de velocidade dos rotores dos geradores. Considerando que os sistemas possuem um conjunto de geradores, se um deles operar, mesmo que transitoriamente, mais rápido que outro a posição angular será diferente entre eles [14]. Essa diferença transfere parte da carga da máquina lenta para a máquina rápida e isso reduz a diferença de velocidade e, em consequência, a separação angular. Quanto o sistema é considerado robusto e estável, oscilações são absorvíveis pelo mesmo. Nesse sentido, uma instabilidade angular ocorre quando o sistema não pode absorver a energia cinética correspondente às diferenças de velocidade do rotor.

A avaliação de impactos da geração renovável na estabilidade angular já foi abordada na literatura. Em [74] foi verificada a influência dos geradores eólicos de velocidade variável na estabilidade transitória. Foi constatado que o DFIG melhorou a estabilidade dos geradores convencionais da rede após a ocorrência de contingência. Por outro lado, constatou-se piora no desempenho do gerador de indução gaiola de esquilo. O estudo relatou que a situação pode ser agravada em regiões com aumento da aplicação desse tipo de gerador distante de geradores síncronos.

Esses impactos também foram analisados em [75] em relação a uma rede de energia com alta geração de energia FV. Os resultados mostraram que, somente pela integração da geração solar, a estabilidade de pequenos sinais melhorou em muitos aspectos. No entanto, a

estabilidade transitória piorou quando foi considerado aumento da penetração de FV, sobretudo em decorrência de falhas em pontos críticos do sistema. Houve melhoria na estabilidade quando o distúrbio ocorreu em pontos menos vulneráveis do sistema. Foi concluído que existem influência da geração FV na estabilidade transitória, motivada pela relação entre a proximidade da perturbação com a unidade de geração.

A estabilidade da tensão é de suma importância em qualquer sistema de energia. Refere-se à capacidade do mesmo de manter as tensões de regime permanente, em todos os barramentos do, mesmo após a ocorrência de uma perturbação [63]. Dentre outros fatores, o principal fator de instabilidade é o desequilíbrio da potência reativa do sistema, estando relacionado às interações entre demanda e oferta [14]. A ocorrência de um colapso da tensão é um problema dinâmico que muitas vezes é agravado quando existe relação com o ângulo do rotor [66], [68], [69]. Há relatos de que níveis graves de instabilidade da tensão ou nível bem abaixo da nominal podem ocasionar apagões em grande parte do sistema [14], [63], [66]. Dentre muitos fatores, um colapso do sistema motivado por instabilidade de tensão pode estar relacionado a: sobrecarga das linhas de transmissão, problemas de coordenação entre sistemas de controle e proteção, grandes penetrações de fontes renováveis, entre muitos outros [14].

Como pode ser observado, realizar análises prévias podem contribuir para o melhor entendimento do comportamento do sistema em relação à estabilidade da tensão. Estudos neste eixo buscam preencher esta lacuna. O estudo apresentado por [52] objetivou compreender os efeitos que impactam na queda de tensão quando há conexão direta de geradores de indução que operam à margem da velocidade síncrona de sistemas com baixa contribuição de energia hidrelétrica. Trabalhos como [55] e [41] mostram que níveis altos de penetração podem impactar neste quesito. A estabilidade da tensão pode ser um problema localizado ou um problema mais amplo ao nível das proximidades do ponto de conexão, independentemente do nível de penetração [61].

O monitoramento do comportamento da frequência igualmente é de suma importância no sistema elétrico. A estabilidade da frequência é classificada como a habilidade do SEP em manter a frequência estável sobretudo após uma grande perturbação e em casos de desequilíbrio considerável entre geração e carga [63]. Em condições normais, a frequência varia constantemente, porém dentro de uma faixa limitada permitida. A frequência dos geradores bem como de todas as barras devem permanecer no seu valor nominal onde, na ocorrência de distúrbio e havendo variações para além dos limites permitidos, é ideal que se estabilize no seu valor nominal ou próximo dele [64]. A estabilidade da frequência é dependente da capacidade do sistema em restaurar o balanço entre geração e carga o mais brevemente possível.

Geralmente em sistemas de energia, há níveis de controle de frequência que é planejado para melhorar sua estabilidade como segue [76], [77]:

- Controle primário: realizado pelo governador da turbina usando sua reserva primária para reduzir um pequeno desvio da frequência do sistema em pequenas faixas de tempo.
- Controle secundário: emprega o controle automático do gerador que substitui o controle primário após uma faixa maior de tempo (normalmente minutos) usando a reserva secundária preestabelecida para recuperar a frequência à normalidade.
- Controle terciário: usa a reserva terciária para complementar o controle secundário por meio de instruções dos operadores do sistema operando na faixa de minutos, acima da faixa de minutos do controle secundário.

Como visto anteriormente, geradores eólicos e FV são maioritariamente interligados à rede por conversores eletrônicos e não contribuem de forma intrínseca para a inércia do sistema [8]. No entanto, controladores podem ser incorporados para fornecer inércia sintética e atuar contribuindo na regulação de frequência do sistema. Há grande esperança para que esses geradores passem a contribuir de forma instantânea pois durante súbitos desequilíbrios entre oferta e demanda a frequência cai muito antes da ação das reservas primárias, resultando em disparos de geradores ou blecaute no sistema de energia [76]. As revisões apontadas em [76], [77] e [78] dão um bom panorama destas possibilidades.

Problemas de estabilidade da frequência são associados a falhas nas respostas dos equipamentos contidos no sistema, falta de coordenação e controle e reserva de geração insuficiente. Exemplos de tais problemas são relatados nas referências [79], [80], [81]. No mesmo intuito, o estudo [61] relata o planejamento da inércia virtual da geração eólica quanto para o aprimoramento da estabilidade do SEP. Neste estudo, foi analisada a estabilidade do DFIG e uma nova estratégia de planejamento de inércia virtual foi proposta. Os resultados mostraram que, com a nova estratégia, a margem de estabilidade geral do sistema foi melhorada. Em [82] foi examinado o comportamento da frequência de usinas renováveis após uma perturbação que comprometeu a estabilidade de frequência, investigando como essas usinas responder a eventos prejudiciais no sistema de energia e quais maneiras de operação podem melhorar a estabilidade da frequência.

## 2.4 Requisitos de Rede para Conexão de Fontes Renováveis

Algumas previsões apontam que a geração renovável do futuro poderá ser equivalente à geração tradicional promovida pelos grandes geradores onde muitos trabalhos abordam, inclusive, a expansão rumo a 100 % de energias renováveis [83]. Por isso, muitos países já estabelecem que, para conexão de geradores renováveis no sistema, os mesmos precisam operar dentro de determinadas faixas, ainda que críticas, em relação à tensão e frequência e até mesmo, a depender da potência nominal, contribuir na regulação dessas grandezas em caso de perturbações.

Visando ampliar a fração de energia renovável, principalmente de fontes intermitentes, como solar e eólica, é imprescindível que a regulamentação seja bem elaborada, acompanhando a evolução da tecnologia, promovendo a modernização do gerenciamento e operação da rede [84]. Os requisitos de conexão para fontes estocásticas têm evoluído constantemente, impulsionando a absorção de tecnologias avançadas disponíveis no mercado. Avaliar o aprendizado de países já amadurecidos nestas práticas pode ajudar na elaboração de procedimentos de rede coesos, de grandes funcionalidades e eficiência. Por óbvio os preceitos adotados não são globais, ou seja, apropriados simultaneamente para todos os países. As regulamentações precisam apurar as condições regionais, visando atender à peculiaridade do sistema de energia local. Assim, questões como o fluxo entre geração e demanda, tamanho do sistema, interconexões, a composição da matriz de energia, entre outros devem ser considerados.

Muitos relatórios, artigos e trabalhos de revisão da literatura apontam práticas adotadas em países por todo mundo, sobretudo onde já se alcançou níveis de desenvolvimento apreciável como Alemanha e Estados Unidos [10], [11], [48], [84], [85], [86], [87]. Basicamente, as premissas técnicas estabelecem requisitos relacionados à estabilidade de tensão, estabilidade de frequência, suportabilidade a subtensões e sobretensões transitórias (*Low Voltage Ride Through*, LVRT), qualidade de energia, regulação da injeção de potência ativa e reativa.

No Brasil, os requisitos técnicos mínimos para acessos de unidades geradoras ao sistema de transmissão são regida pela norma vigente encontrada no Módulo 3, Submódulo 3.6, “*Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão*” dos Procedimentos de Rede do ONS [12]. Neste documento são estabelecidas as normas para a conexão às instalações sob responsabilidade de empresas de transmissão e os que se aplicam

aos casos de conexão de centrais de geração às instalações de concessão da distribuidora para níveis de tensão superiores a 69 kV.

## **2.5 O Sistema de Armazenamento Frente à Expansão da Penetração de Renováveis**

O ESS vem sendo cada vez mais usados para ajudar a integrar a energia solar e eólica na rede. É ampla a gama de serviços que tais sistemas são capazes fornecer pois possuem a capacidade de absorver e fornecer energia ativa e reativa com tempos de resposta na ordem de milissegundos. Com todas essas vantagens o ESS pode contribuir para mitigar problemas com a variação da potência, frequência e tensão. Ainda mais além, salvo as aplicações técnicas focadas na estabilidade do sistema, o ESS também pode ser integrado aos grandes mercados de energia para, por exemplo, deslocar a energia produzida e subutilizada para um momento mais apropriado, como de pico de demanda e ainda para promover a redução do desvio entre previsão e oferta [13]. A gama de serviços ancilares é diversa, o que tem atraído a atenção dos distribuidores, transmissores e empreendedores do setor por benefícios relacionados à adequação regulamentar, ou seja, suporte extra para que sejam cumpridas as rigorosas normas dos reguladores [88].

Já foram investigados variados tipos de tecnologias de armazenamento de energia, desde os já consolidados e em fase de comercialização até alguns ainda em estágio inicial de pesquisa e desenvolvimento: abundantes tecnologias de baterias eletroquímicas, sistemas de armazenamento hidráulico, volantes de inércia, ar comprimido, super capacitores, energia super magnética, energia térmica, entre outros [13], [89].

Um dos problemas que o ESS é capaz de resolver é a variação da potência gerada por fontes intermitentes, sendo empregado para esta finalidade em muitos lugares do mundo, inclusive no Brasil. Em [90] foi proposto um estudo comparativo de 2 estratégias de controle de uso de ESS aplicados na geração eólica. Foram comparadas 2 abordagens de conexão do armazenamento já utilizadas na ocasião: a estrutura agregada, que é conectada em um ponto comum e então serve para todo o parque eólico e a estrutura distribuída, onde cada gerador possui a sua unidade independente. O estudo [91] investigou o emprego de um parque eólico integrado a um ESS por meio de energia magnética supercondutora. O sistema proposto permitiu que a potência de saída do parque eólico fosse estabilizada sem as interferências das

variações do vento e respeitando a demanda de potência requerida pela carga. Foi possível também compensar a inércia das pás, de modo que a velocidade da turbina eólica pudesse ser controlada de forma mais ágil a partir de cada velocidade do vento. Em [43] foi proposto um ESS com baterias de íons de lítio com a finalidade de suavizar as flutuações da geração solar e eólica. A estratégia de controle considera o estado de carga para manter os níveis de operação das baterias dentro de suas restrições físicas. A integração do ESS foi realizada diretamente no ponto de conexão com a concessionária através de um inversor. Estratégia similar foi também vista em [92] e [93]. Em caso de *upgrade* de uma usina, a conexão do ESS diretamente do ponto de acoplamento (via inversor) é vantajosa por não ser necessário reprojeter e/ou substituir os inversores e transformadores já existentes nas unidades geradoras. Além do mais, a manutenção do sistema como um todo torna-se mais conveniente havendo ganhos na flexibilidade e segurança do sistema. Em contrapartida, os inversores precisam ser projetados para níveis mais altos de potência, tornando-os mais dispendiosos. Há de se considerar também os custos com novos filtros e transformadores.

Em relação à regulação de frequência, diversas técnicas são apresentadas na literatura, para possibilitar alguma contribuição a partir da geração eólica e solar. Ocorre que muitas delas apresentaram problemas relacionados a confiabilidade como é o caso dos controles relatados na literatura para geradores eólicos: controle do ângulo de *pitch*, controle de rampa de descarga e a inércia virtual [76], [77]. Nesse sentido, os ESS são alternativas mais eficazes e muitas vezes imprescindíveis para amparar turbinas eólicas de velocidade variável ou geração FV promovendo aumento na confiabilidade da regulação de frequência.

É imenso o universo de amostras de material bibliográfico quanto a regulação de frequência associando renováveis e ESS [6], [7], [76], [77], [78], [94], [95], [89], [96], [97] e [98]. Em geral, são consideradas atuações desde contribuição para controle inercial até controle de regulação primária e secundária. Existem limitações diversas em detrimento do dimensionamento do ESS para esta finalidade pois, por se tratar de uma tecnologia de alto custo, a depender da aplicação, se o ESS precisa atuar para compensar grande blocos de potência. Assim, o sistema pode ficar demasiadamente custoso, o que o torna inviável em comparação a outras alternativas já consolidadas no mercado. Para superar desafios relacionados ao custo de projeto, muitas vezes o ESS pode ser empregado para reconduzir a frequência à normalidade apenas para uma pequena faixa de variação.

Como foi visto, um desafio técnico primordial para os operadores da rede elétrica é manter os níveis de tensão necessários juntamente com a estabilidade requerida pelos órgãos reguladores. É bastante usual que o operador use comutadores de carga quando é necessário

regular as tensões. Porém, estes são dispositivos mecânicos com tempo de resposta lento que por vezes não resolve o problema se a flutuação da tensão for muito rápida. É comum que os inversores possuam também a capacidade de operar com fator de potência abaixo do unitário, o que pode favorecer o perfil de tensão da rede, mas em contrapartida não é nada interessante para o empreendedor.

O ESS também pode contribuir na regulação da tensão estando associado às energias renováveis atuando absorvendo ou injetando energia reativa do sistema. Em [56] foi proposta uma estratégia de ESS visando garantir os requisitos de tensão em uma rede com alta penetração de FV. Os resultados mostraram que a implantação do armazenamento beneficia uma possível obrigatoriedade da redução de geração (em caso de locais onde a regulação assim o determina), permitindo uma maior penetração de FV sendo alcançada a regulação da tensão. A integração entre ESS e sistema FV também foi abordada em [99]. O método contribui para o problema do aumento de tensão ocasionado pelo fluxo de energia reverso e pode ser usado para diminuir os efeitos de eventuais variações bruscas na saída fotovoltaica. Em geral os métodos empregados, mostram sucesso no cumprimento do objetivo com também pode ser visto em [100], [101] e [102].

# Capítulo 3

## TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO EÓLICA E SOLAR

---

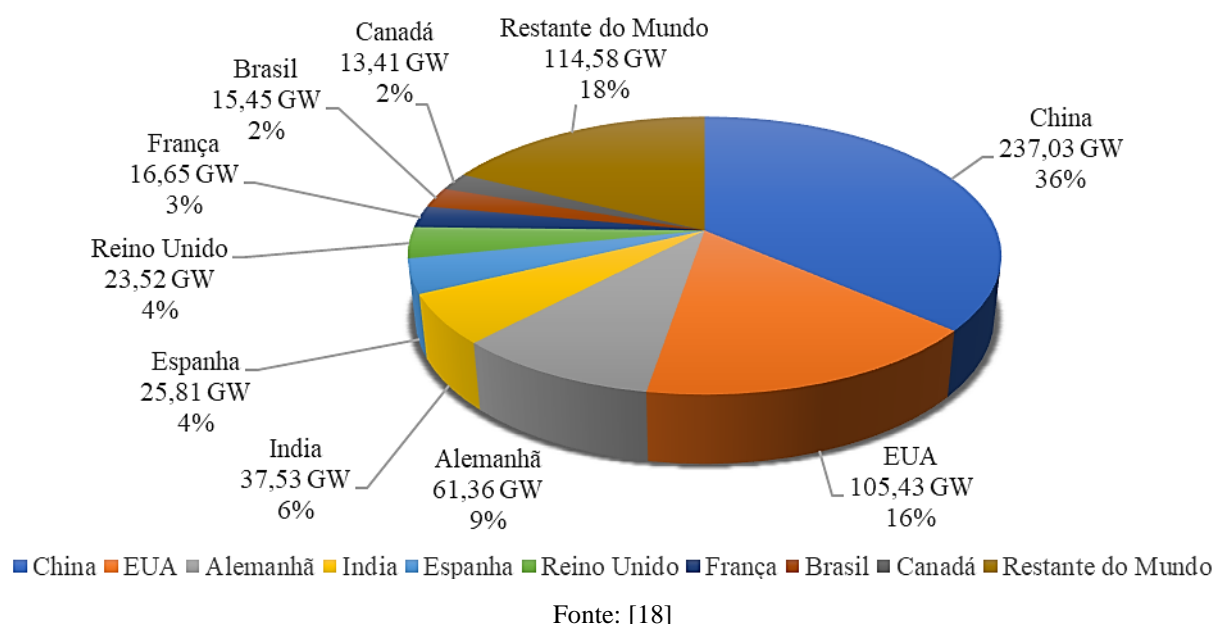
*Neste capítulo são descritas as tecnologias eólicas e solar onde são apresentados suas características, dispositivos empregados, topologias de integração, técnicas de modelagem e estratégias de controle. O cenário atual de cada tecnologia em relação à aplicação e expansão tanto Brasil e no mundo além de tendências e projeções futuras são analisados.*

### 3.1 Energia Eólica

Por energia eólica compreende-se a energia cinética contida nas massas de ar em movimento, o vento. Os ventos originam-se do aquecimento irregular da superfície terrestre e do movimento de rotação da Terra. Para seu aproveitamento na geração de eletricidade a energia cinética de translação é convertida em energia cinética de rotação, através do emprego de turbinas eólicas (ou aerogeradores) [103].

Tem havido aumento expressivo do nível de penetração de eólica nos SEP em todo mundo, em decorrência de incentivos governamentais, desenvolvimento acelerado da tecnologia das turbinas, fortes apelos ambientais e diminuição dos custos de implantação. A partir de dados obtidos da *World Wind Energy Association* (WWEA), observa-se que a capacidade instalada em todo mundo ultrapassou 650 GW em 2019 [18]. A [Figura 3.1](#) ilustra a posição dos 10 maiores agentes deste mercado.

Figura 3.1: Capacidade instalada de energia eólica no mundo 2019.



Ainda segundo a WWEA, 2019 apresentou taxa de crescimento de 10,1 %, após a marca de 9,3 % em 2018. A China, o maior mercado de energia eólica da atualidade instalou, somente em 2019, um adicional de mais de 20 GW passando a ter capacidade superior a 230 GW. Em segundo lugar, os EUA adicionaram 9,07 GW neste mesmo período. O cenário de crescimento se replica no futuro de forma que a tendência é que as fontes renováveis passem a alcançar níveis cada vez mais altos de penetração, tanto na rede de transmissão quanto de distribuição, passando a representar parte significativa da matriz energética.

No Brasil, a previsão é que a capacidade instalada salte do patamar de 15,45 GW, correspondente a 8,95 % da capacidade de geração de eletricidade do país, para 26 GW onde passará a corresponder por 12,33 % da capacidade em 2027 [104], [105]. Embora apareça em oitavo lugar no gráfico apresentado na [Figura 3.1](#) ainda há muito a ser explorado uma vez que os níveis de vento são favoráveis na maioria das regiões, além de haver vasta área territorial, dois requisitos imprescindíveis no crescimento deste tipo de geração.

### 3.1.1 Modelagem do Sistema de Conversão de Energia Eólica

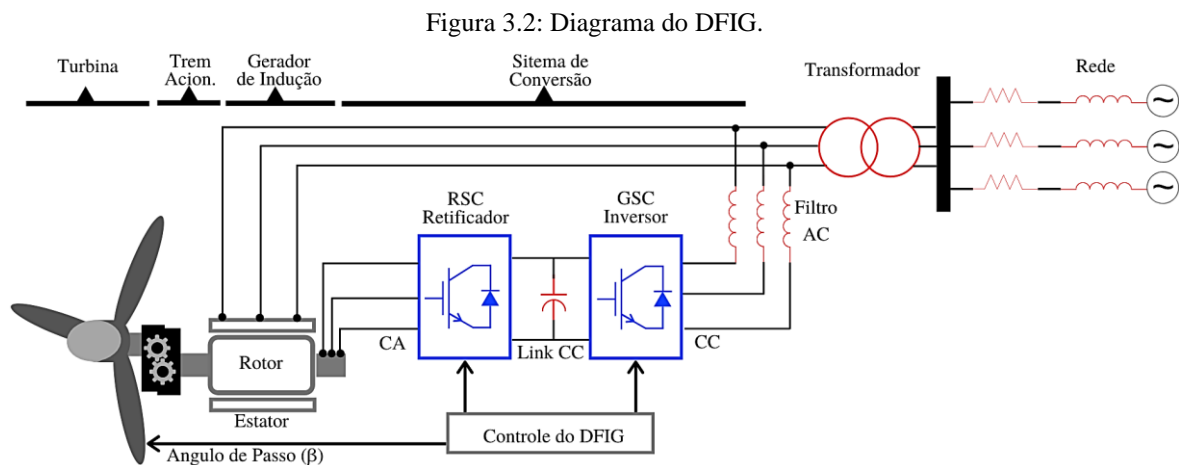
É conhecido que o comportamento natural do vento é sazonal. Desta forma, a geração está sempre sujeita aos fatores climáticos, onde as variações na velocidade do vento, por exemplo, trazem consequências na produtividade de energia, implicando muitas vezes em drásticas quedas de potência. Considerando essa característica, é preciso empregar geradores

capazes de extrair energia da melhor forma, operando da maneira mais eficiente possível independentemente da velocidade do vento.

Com relação às tecnologias empregadas na geração eólica, o DFIG é certamente uma das mais difundidas na atualidade. Considerando a natureza estocástica desta fonte, o controle contido nesses aerogeradores procura operar o gerador em um ponto que permita a máxima extração de potência para cada velocidade do vento através de técnicas de MPPT [19].

Uma vez que opera em velocidade variável, o DFIG pode obter mais energia na mesma velocidade de vento em comparação com geradores de velocidade fixa. Outro aspecto importante a ser notado é que o conversor de potência processa apenas cerca de 20 a 35 % da potência nominal do gerador, o que traz vantagens do ponto de vista econômico [20], [4]. Ademais, um conversor de energia que processa uma parte da potência resulta em menos perdas de comutação das chaves quando comparado a um conversor com capacidade total, resultando em maior eficiência [21]. Assim, trabalhar com este tipo de gerador é uma opção eficiente, confiável e econômica quando comparado às outras opções do mercado.

O DFIG consiste em um gerador de indução de rotor bobinado que é interligado à turbina eólica por meio de uma caixa de engrenagens [22]. Nesta tecnologia os enrolamentos do estator estão conectados diretamente à rede trifásica e os enrolamentos do rotor ao conversor *back-to-back*. Este é composto pelo Conversor do lado do Rotor (RSC, do acrônimo em inglês) que tem por função controlar o fluxo de potência ativa e reativa do sistema e pelo Conversor do lado da rede (GSC, do acrônimo em inglês) o qual contribui para manter a tensão constante no *link* CC. Entre os conversores encontra-se um capacitor que é frequentemente carregado e descarregado, estabilizando a tensão. A [Figura 3.2](#) ilustra o sistema de conversão de energia eólica por meio do DFIG.



Fonte: Autor.

Na geração eólica por meio do DFIG existe alto grau de tecnologia e controle aplicados, onde o principal objetivo dos sistemas empregados é maximizar a produção de energia além de proteger os componentes das turbinas [23]. Nesta topologia, o controle do sistema atua de forma independente da rede.

A seguir será descrito todo o procedimento metodológico acerca da modelagem deste aerogerador.

### 3.1.1.1 Modelo da Turbina

A função da turbina eólica é capturar a energia cinética contida na massa de ar através de suas pás e convertê-las em energia mecânica. É possível calcular a potência mecânica capturada pelas pás através da equação (3.1) [22].

$$P_{mc} = \frac{1}{2} \rho A V_v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (3.1)$$

Onde:

$P_{mc}$ : Potência mecânica [W];

$\rho$ : Densidade do ar [Kg/m<sup>3</sup>];

$A$ : Área varrida pelas pás [m<sup>2</sup>];

$V_v$ : Velocidade do vento [m/s];

$C_p$ : Coeficiente de potência da turbina (dependente de  $\lambda$  [relação de velocidade de ponta de pá] e  $\beta$  (ângulo de passo das pás da turbina)).

O valor de  $C_p$  corresponde a um intervalo de operação sendo um número entre 0 e 0,59 denominado limite de Betz [22].

Com auxílio das equações (3.2) e (3.3) obtém-se o valor coeficiente de potência da turbina [19].

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left( \frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) e^{-\left(\frac{C_5}{\lambda_i}\right)} + C_6 \lambda_i \quad (3.2)$$

Sendo que:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (3.3)$$

A [Tabela 3.1](#) contém os valores dos coeficientes  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$ ,  $C_5$ ,  $C_6$ , para cálculo de  $C_p(\lambda, \beta)$  empregados no modelo da turbina [33].

Tabela 3.1: Valores do coeficiente de potência

$C_1$	$C_2$	$C_3$	$C_4$	$C_5$	$C_6$
0,6450	116	0,4	5	21	0,00912

Fonte: [33].

A relação entre a velocidade de ponta de pá e a velocidade do vento, é dado pela equação (3.4) conforme segue:

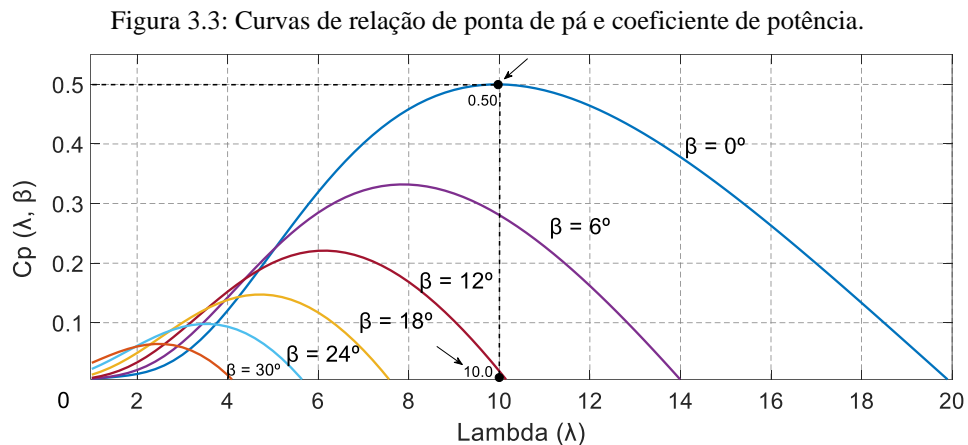
$$\lambda = \frac{R\omega_r}{V_v} \quad (3.4)$$

Onde:

$\omega_r$ : Velocidade angular elétrica do rotor [rad/s];

R: Raio da turbina [m].

Assim, torna-se possível obter as curvas de relação de ponta de pá  $\lambda$  e do coeficiente de potência  $C_p$  para diferentes valores de ângulo de passo  $\beta$  conforme exemplificado na [Figura 3.3](#) [23].



Fonte: Autor.

Para que a turbina extraia a máxima potência do vento, o ângulo de passo  $\beta$  deve ser  $0^\circ$ . Neste exemplo, é possível notar que para  $\beta = 0$ , o valor de  $C_p$  e  $\lambda$  que permitem a operação no ponto máximo são 0,5 e 10, respectivamente.

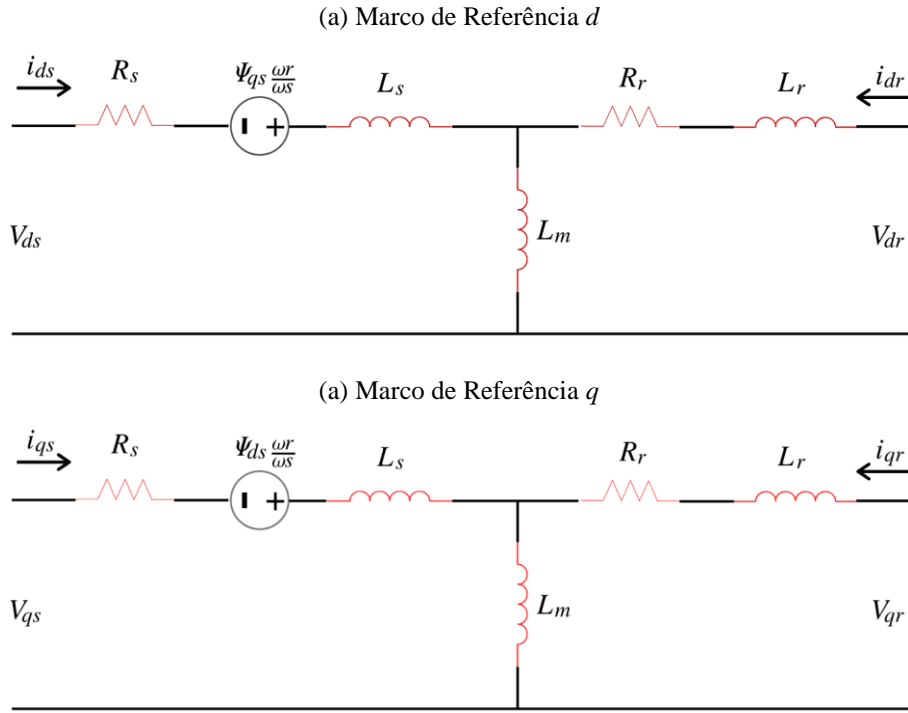
### 3.1.1.2 Modelo Matemático do DFIG

O gerador é uma peça importante nos sistemas de geração de energia elétrica, sendo o encarregado de converter a energia mecânica em energia elétrica. No caso da geração eólica por meio do DFIG, o gerador é responsável por converter a energia mecânica que é transmitida pelo eixo da turbina em energia elétrica [22]. Retornando à [Figura 3.2](#), observa-se que o estator

do gerador é ligado diretamente à rede e o rotor é conectado por meio do conversor *Back-to-Back*.

Para a obtenção do modelo da máquina em *p.u.* foi utilizado o marco de referência dq, a partir do circuito equivalente apresentado na [Figura 3.4](#) [22].

Figura 3.4: Modelo do gerador em coordenadas síncronas (dq).



Fonte: Adaptado de [22].

Com o emprego do referencial de coordenadas dq, são obtidas as equações que representam a tensão, o fluxo concatenado e o movimento [4]:

$$V_{ds} = R_s i_{ds} + \eta \psi_{ds} - \omega \psi_{qs} \quad (3.5)$$

$$V_{qs} = R_s i_{qs} + \eta \psi_{qs} - \omega \psi_{ds} \quad (3.6)$$

$$V_{dr} = R_r i_{dr} + \eta \psi_{dr} - (\omega - \omega_r) \psi_{qr} \quad (3.7)$$

$$V_{qr} = R_r i_{qr} + \eta \psi_{qr} - (\omega - \omega_r) \psi_{dr} \quad (3.8)$$

Onde:

$V_{ds}$ ,  $V_{qs}$ : Tensões do estator no marco de referência dq [V];

$V_{dr}$ ,  $V_{qr}$ : Tensões do rotor no marco de referência dq [V];

$i_{ds}$ ,  $i_{qs}$ : Correntes do estator no marco de referência dq [A];

$i_{dr}$ ,  $i_{qr}$ : Correntes do rotor no marco de referência dq [A];

$\eta$ : Operador derivativo [d/dt].

$R_s$ ,  $R_r$ : Resistência do estator e do rotor [ $\Omega$ ];

$\omega$ : Velocidade angular do estator (rad/s).

$\psi_{ds}, \psi_{dr}$  : Fluxo concatenado do estator e do rotor [Wb].

As ligações de fluxos podem ser calculadas por [24]:

$$\psi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i_{dr} \quad (3.9)$$

$$\psi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (3.10)$$

$$\psi_{dr} = L_r i_{dr} + L_m i_{ds} \quad (3.11)$$

$$\psi_{qr} = L_r i_{qr} + L_m i_{qs} \quad (3.12)$$

Onde:

$L_m$ : Indutância de magnetização;

$L_s$ : Indutância própria do estator;

$L_r$ : Indutância própria do rotor.

Por fim, o torque eletromagnético gerado pelo DFIG é dado por [24]:

$$T_e = \frac{3P}{2} (i_{qs}\psi_{ds} - i_{ds}\psi_{qs}) \quad (3.13)$$

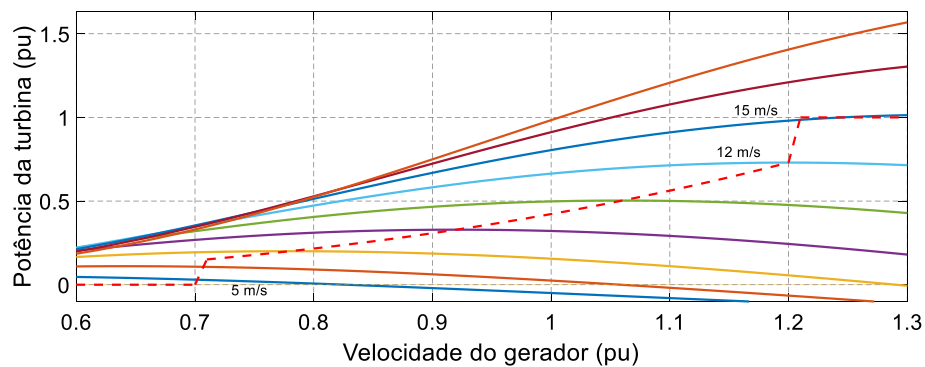
Onde:

P: Número de par de polos.

### 3.1.1.3 Seguimento do Ponto de Máxima Potência (MPPT)

O objetivo do controle MPPT é maximizar a extração de potência da turbina. Assim é possível que para cada velocidade do vento, exista um ponto ótimo de operação que corresponda à melhor potência aumentando a eficiência na produção de energia [25]. A [Figura 3.5](#) apresenta este comportamento para a turbina empregada neste estudo [23], onde a linha pontilhada mostra os pontos onde a potência de saída é máxima para cada velocidade do vento.

Figura 3.5: Curvas de potência para diferentes velocidades de vento.



Fonte: Autor.

Neste controle, a velocidade do eixo do rotor é utilizada como sinal de referência. Considerando que a turbina está acoplada ao eixo do gerador através da caixa de engrenagens, existe uma relação de transmissão ( $G_d$ ) que é selecionada para manter a velocidade do eixo do gerador em faixas de velocidades compatíveis com a frequência elétrica. Esta relação pode ser calculada por [26]:

$$G_d = \frac{\omega_r}{\omega_t} \quad (3.14)$$

Onde:

$\omega_t$ : Velocidade da turbina [rad/s].

A potência extraída do vento é maximizada quando  $C_p$  também é máximo. Este valor é ideal para um valor específico velocidade de ponta de pá  $\lambda$ . Desta forma, para cada velocidade do vento, existe uma ótima velocidade do rotor onde a potência extraída do vento é máxima. Para a eficiência do MPPT, o DFIG precisa operar em um torque ótimo que pode ser obtido através da equação [26]:

$$T_{ot} = K_{ot}\omega_r^2 \quad (3.15)$$

Desta relação,  $K_{ot}$  é calculado da seguinte forma:

$$K_{ot} = \frac{1}{2G^3} \rho \pi R^5 \frac{C_{pmax}}{\lambda_{ot}^3} \quad (3.16)$$

Onde:

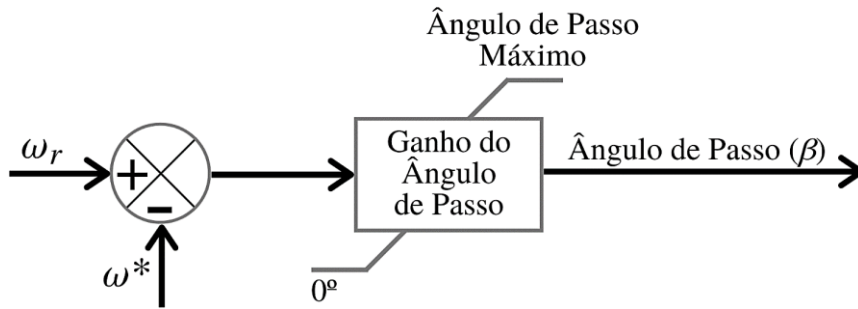
$\lambda_{ot}$ : Velocidade específica que maximiza a potência capturada [m/s].

### 3.1.1.4 Controle do Ângulo de Passo

O controle do ângulo de passo (*Pitch*)  $\beta$  é importante para ajustar o ângulo das pás durante as alterações constantes nas velocidades do vento. O controlador de ângulo de passo ajusta o ângulo  $\beta$  reduzindo  $C_p$ , limitando a potência extraída do vento quando necessário. Este também ajusta o ângulo de inclinação para o ideal quando a velocidade do gerador é menor que a nominal fazendo com o que a turbina opere com maior eficiência [24].

O ângulo de inclinação é ajustado em  $0^\circ$  até que a velocidade atinja o ponto de velocidade nominal. Além deste ponto, o ângulo de inclinação é proporcional ao desvio de velocidade [23]. O sistema de controle é ilustrado na [Figura 3.6](#).

Figura 3.6: Controle de ângulo de inclinação  $\beta$ .



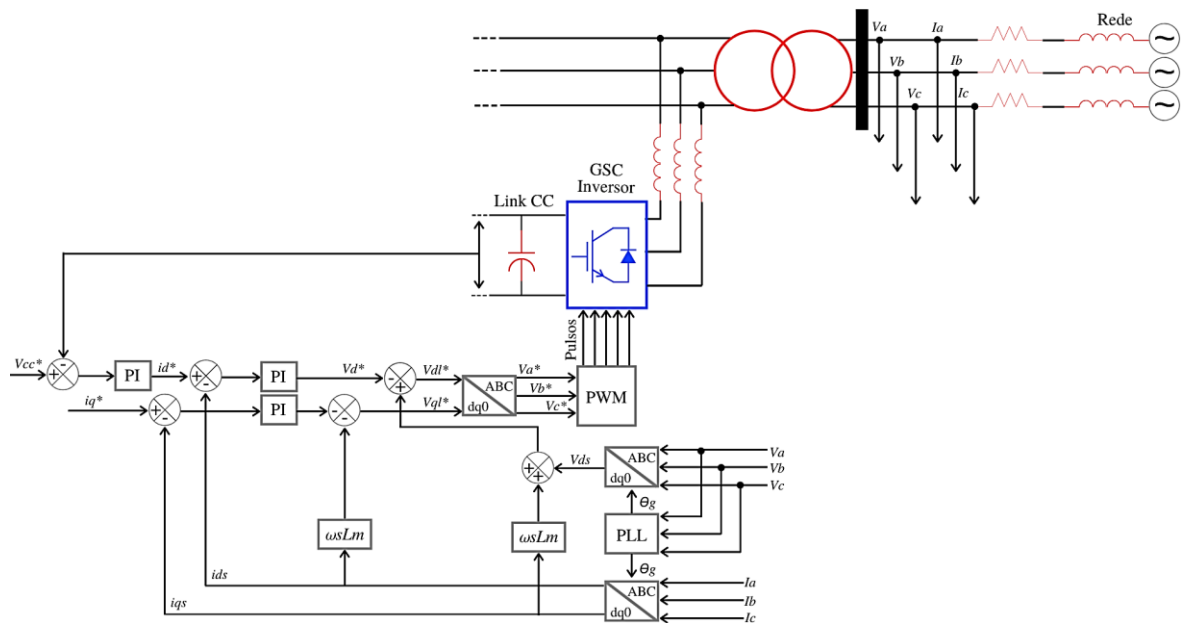
Fonte: Adaptado de [33].

### 3.1.1.5 Controle do Conversor do Lado da Rede (GSC)

Conforme explicado anteriormente, o GSC tem a função de manter a tensão no *link* CC do conversor *back-to-back* constante e, além disso, tem a capacidade de gerar ou absorver energia reativa [4]. O fluxo de energia que passa pelo rotor também flui através do *link* CC e, finalmente, é transmitido pelo conversor para a rede.

Dentre os diversos modos encontrados na literatura para controlar o GSC, a estratégia empregada neste estudo utiliza o Controle Vetorial Orientado pela Tensão (VOC, do acrônimo em inglês). A [Figura 3.7](#) ilustra a técnica de controle empregado [26].

Figura 3.7: Diagrama de blocos do controle do GSC.



Fonte: Adaptado de [22].

O eixo d, do marco de referência síncrono está alinhado com o vetor de tensão da rede ( $V_{ds} = V_g$ ) resultando em  $V_{qs} = 0$ . A potência ativa ( $P_g$ ) e reativa ( $Q_g$ ) que é processada pelo GSC é determinada pelas seguintes equações:

$$P_g = \frac{3}{2}(V_{ds}i_{ds} + V_{qs}i_{qs}) = 1,5V_{ds}i_{ds} = V_{cc}i_{cc} \quad (3.17)$$

$$Q_g = \frac{3}{2}(V_{qs}i_{ds} - V_{ds}i_{qs}) = -1,5V_{ds}i_{qs} \quad (3.18)$$

Onde:

$V_{cc}$ : Tensão no link CC do conversor *back-to-back*;

$i_{cc}$ : Corrente no link CC do conversor *back-to-back*.

A potência reativa pode ser ajustada de acordo com a aplicação, para operar basicamente em três situações distintas:

$Q_g > 0$ : Fator de potência atrasado;

$Q_g < 0$ : Fator de potência antecipado;

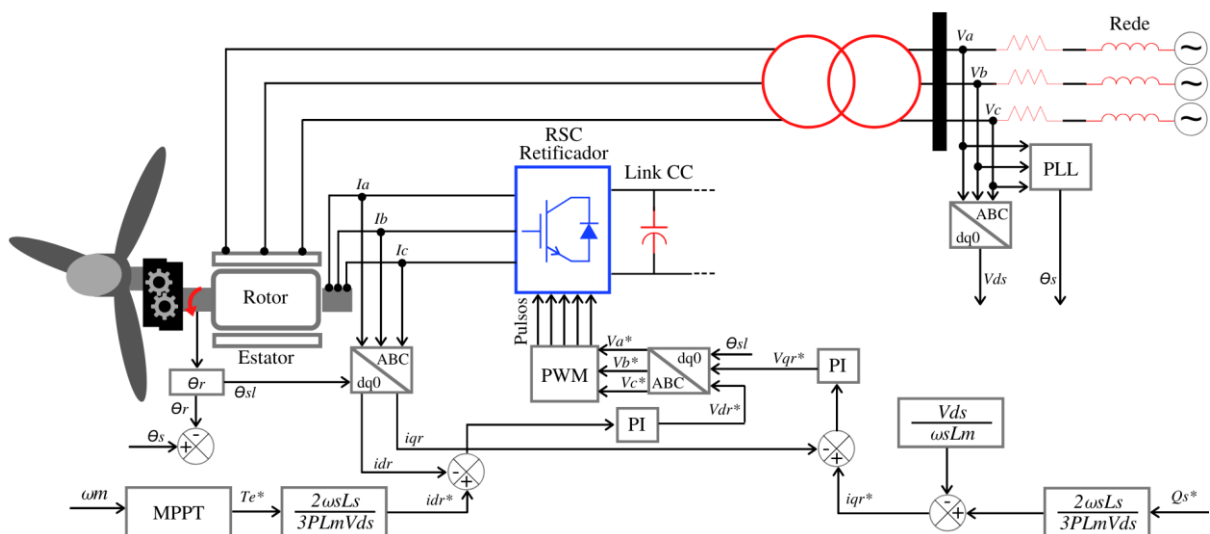
$Q_g = 0$ : Fator de potência unitário.

### 3.1.1.6 Controle do Conversor do Lado do Rotor (RSC)

A função do RSC é controlar o fluxo de potência ativa e reativa onde, também é implementado o MPPT, tornando possível operar a turbina no ponto de máxima potência [22].

A estratégia empregada neste conversor é o Controle por Orientação da Tensão do Estator (SVOC, do acrônimo em inglês). Este método consiste em ajustar a componente d do marco de referência síncrono com o vetor de tensão do estator  $V_s$  ao contrário do que é comumente empregado em controladores orientados a campo onde utiliza-se o vetor de fluxo do estator ou do rotor [25]. A [Figura 3.8](#) ilustra o diagrama de blocos deste controle.

Figura 3.8: Diagrama de blocos do controle do RSC.

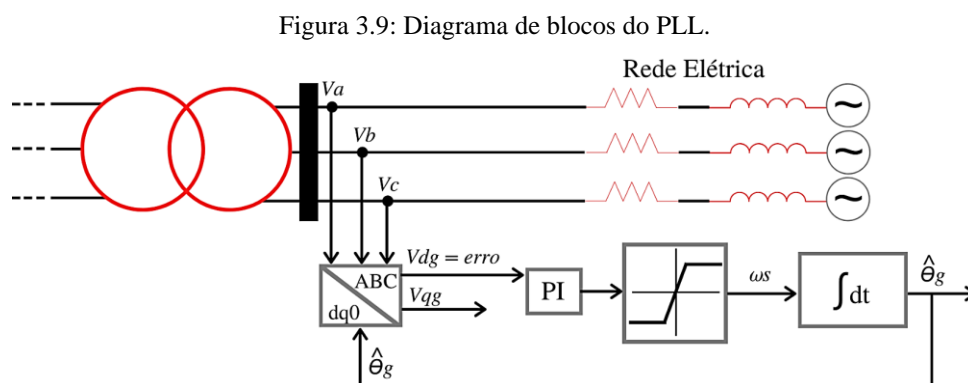


Fonte: Adaptado de [22].

### 3.1.1.7 Estimação do Ângulo da Rede para Sincronização

Nas estratégias de controle apresentadas anteriormente, é utilizado o marco de referência dq para estimação do ângulo da tensão da rede elétrica ( $\theta_g$ ) visando a possibilidade transformação de coordenadas de tensões e correntes de cada controle. De posse deste ângulo é possível também realizar a conexão do conversor com a rede elétrica, uma vez que a frequência do conversor tem que estar sincronizada com a frequência da rede [22].

Assim, o ângulo da rede elétrica  $\theta_g$ , é calculado a partir do algoritmo para Malha de Captura de Fase (PLL, do acrônimo em inglês) que procura a sincronização para uma variável trifásica senoidal variável, neste caso a tensão da rede, sendo sincronizado utilizando as coordenadas dq da tensão. A estrutura do PLL em malha fechada é ilustrada na [Figura 3.9](#).



Fonte: Adaptado de [22].

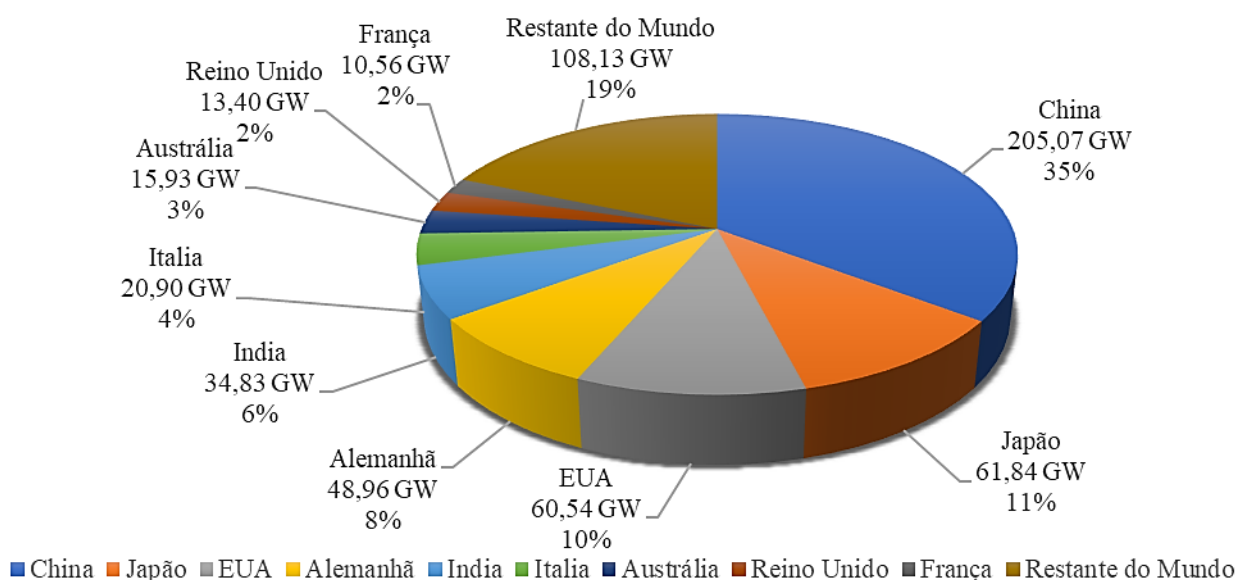
## 3.2 Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica (FV) é obtida através da conversão da luz direta do sol em eletricidade. Nessa tecnologia, a obtenção da energia é realizada através de uma célula fotovoltaica [27]. Atualmente, a tecnologia comercialmente mais empregada é o silício policristalino (p-Si), sendo responsável por cerca de 60 % da produção anual em todo o mundo [106]. A partir dos dados obtidos das medições mais recentes do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), esse tipo de módulo possui eficiência em torno de 20 %, enquanto as tecnologias com eficiência mais alta do mercado, baseadas em células multi-junção, alcançam cerca de 40 % [107]. A preferência pelo p-Si se justifica pela sua relação custo/benefício, uma vez que tendo fabricação menos onerosa, possui menor custo, reduzindo o preço de instalação total.

É crescente o aumento da energia solar FV no mundo nos últimos anos. A facilidade de instalação (Adaptável à arquitetura de qualquer local com incidência de irradiação), a melhoria da tecnologia (que tem aumentado a eficiência dos módulos), aliadas a queda dos preços tem feito com que esta fonte obtenha níveis recordes de crescimento a cada ano. Os dados compilados da *International Renewable Energy Agency* (IRENA), mostram que a capacidade instalada em todo mundo foi de 580,16 GW [1] em 2019. A [Figura 3.10](#) ilustra a capacidade instalada dos 10 países com maior destaque no uso desta tecnologia.

Para os próximos 6 anos a previsão é que a energia solar FV domine o crescimento da capacidade renovável no mundo. Os projetos em escala de utilidade representam 55% desse crescimento, sendo que o crescimento da capacidade de geração distribuída também é acelerado [1].

Figura 3.10: Capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no mundo 2019.

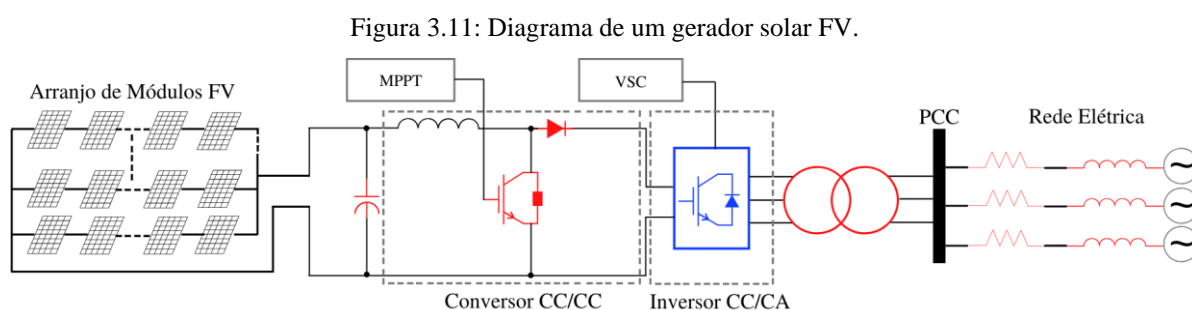


Fonte: [1].

O Brasil, que no período possuía capacidade instalada de cerca de 2,49 GW, está bastante abaixo dos países mais destacados nesta geração, mesmo tendo disponíveis grandes áreas e gigantesco potencial a ser explorado. A previsão é que essa capacidade, atualmente correspondente a 1,69 % da capacidade de geração de eletricidade do país, salte do patamar atual para 8,64 GW passando a responder por 4 % da capacidade em 2027, o que ainda sim representa um crescimento bastante tímido [104], [105].

### 3.2.1 Modelagem do Sistema de Conversão de Energia Solar

A energia solar FV gera eletricidade em corrente contínua sendo obtida através da transformação da luz direta do sol. Isto ocorre por intermédio da célula fotovoltaica, que são semicondutores que, quando iluminados por fótons, geram energia elétrica [27]. Este fenômeno é denominado efeito fotovoltaico. Ao agrupamento de várias células, dá-se o nome de módulo fotovoltaico, que possibilita o aumento da potência gerada. Nas aplicações de geração solar FV os módulos são arranjados (em configuração série e paralelo) de forma a obter a tensão, corrente e potência desejada e são então acoplados à rede elétrica por meio de conversores eletrônicos [28]. A [Figura 3.11](#) ilustra o sistema de conversão de energia solar FV.



Fonte: Autor.

A topologia básica de um sistema de geração FV conectado à rede é composta de 3 partes essenciais. A primeira, o gerador FV, ou seja, o conjunto/arranjo de módulos FV, responsável pela conversão da energia solar em eletricidade através do efeito fotovoltaico [3]. A segunda, conectado aos terminais de saída do gerador FV, o conversor CC/CC que objetiva manter constante a tensão no *link* CC independentemente das variações do gerador FV e onde convencionalmente está contido o bloco contendo o controle MPPT. E a terceira, o inversor CC/CA, que realiza a conversão da tensão contínua para alternada tornando possível o acoplamento com a rede elétrica.

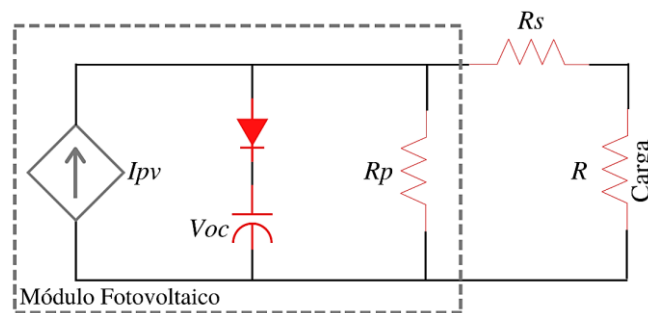
É conhecido que a fonte solar possui incertezas do ponto de vista meteorológico. No processo de conversão de energia, o aumento de temperatura de célula influencia a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), fazendo com que a mesma decaia drasticamente, resultando em queda na potência de saída, e a irradiância influencia a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), de forma diretamente proporcional. Desta forma, algoritmos MPPT são imprescindíveis para o melhor aproveitamento do recurso solar [27].

Nas próximas seções será realizado o detalhamento metodológico acerca da modelagem da geração solar.

### 3.2.1.1 Modelo do Módulo Fotovoltaico

Diversas são as abordagens para modelagem, análise e equacionamento no que diz respeito à simulação da energia solar FV. No geral, a representação de um módulo FV é realizada a partir de seus parâmetros elétricos de saída em detrimento dos fatores que influenciam o processo de conversão que são a irradiância e temperatura do módulo. A abordagem aqui escolhida diz respeito ao modelo com um diodo [3] onde o circuito equivalente pode ser representado por uma fonte de corrente ( $I_L$ ) em paralelo com um diodo que representa a junção p-n do semiconductor. Em seguida estão as resistências: ( $R_s$ ) que representa a resistência em série (perdas do material, metalizações e contato entre o metal e o semiconductor) e ( $R_p$ ), resistência em paralelo que advém das correntes parasitas entre a superfície e o interior da célula [29]. A [Figura 3.12](#) apresenta o circuito equivalente real, considerando as perdas efetivas.

Figura 3.12: Circuito elétrico equivalente do módulo FV.



Fonte: Adaptado de [3].

Por convenção, os valores nominais citados em algumas expressões são estabelecidos a partir das condições padrão de teste (STC, do acrônimo em inglês) onde a temperatura de célula é definida em 25 °C, a irradiância em 1000 W/m<sup>2</sup> e massa de ar AM = 1,5 [3].

A equação (3.19) expressa a corrente de saída em função da tensão de saída do módulo FV [29]:

$$I_{pv} = I_L - I_0 \left( e^{\frac{V_{pv} + IR_s}{mV_t}} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + IR_s}{R_p} \quad (3.19)$$

Onde:

$I_L$ : Corrente fotovoltaica [A];

$I_0$ : Corrente de saturação reversa do diodo [A];

$V_{pv}$ : Tensão de saída do módulo fotovoltaico [V];

$m$ : Fator de idealidade [ $1 \leq m \leq 1,5$ ];

$V_t$ : Tensão térmica [V].

A tensão térmica ( $V_t$ ) pode ser calculada por [3]:

$$V_t = \frac{N_s k T}{e} \quad (3.20)$$

Onde:

$N_s$ : Número de células associadas em série [-];

$k$ : Constante de Boltzman [ $1,381 \times 10^{-23}$  J/K];

$T$ : Temperatura de operação do módulo FV [°C];

$e$ : Carga do elétron [ $1,602 \times 10^{-19}$  C].

Analisando a equação (3.19), em condição de circuito aberto ( $I_{pv} = 0$ ), a tensão no módulo FV é máxima (Maior tensão que o módulo pode produzir), dependente de  $I_L$  e  $I_0$ . Esta tensão é chamada de tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) e pode ser representada por:

$$V_{oc} = m V_t \ln \left( 1 + \frac{I_L}{I_0} \right) \quad (3.21)$$

A equação que relaciona a corrente fotovoltaica com os efeitos da irradiância e da temperatura é dada por [29] evidenciando que é diretamente proporcional à irradiância e varia de forma linear com a temperatura:

$$I_L = (I_L^* + \alpha_{I_{sc}} \Delta T) \frac{G}{G^*} \quad (3.22)$$

Onde:

$I_L^*$ : Corrente fotovoltaica na condição nominal [A];

$\alpha_{I_{sc}}$ : Coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito [%/°C];

$\Delta T$ :  $\Delta T = T - T^*$  (Temperatura real e nominal, respectivamente) [K];

$G$ : Irradiância real [ $W/m^2$ ];

$G^*$ : Irradiância nominal [ $1000 W/m^2$ ].

A tensão de circuito aberto  $V_{oc}$  é a tensão nos terminais do módulo quando não há carga conectada nos terminais no módulo. A corrente de curto circuito  $I_{sc}$  corresponde a máxima corrente que pode ser medida no módulo quando não há tensão em seus terminais. O ponto de máxima potência  $P_{mp}$  é o ponto da curva onde ocorre a máxima transferência de potência do módulo para a carga onde se pode também perceber a corrente de máxima potência  $I_{mp}$  e a tensão de máxima potência  $V_{mp}$ , resultando na potência máxima  $P_{max}$  [3].

As equações (3.23), (3.24), e (3.25) definem a variação de  $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$  e  $P_{max}$  em função da temperatura [30]:

$$V_{oc}(T) = V_{oc_{stc}}(1 + \beta_{voc}[T - 25]) \quad (3.23)$$

$$I_{sc}(T) = I_{sc_{stc}}(1 + \alpha_{isc}[T - 25]) \quad (3.24)$$

$$P_{max}(T) = P_{max_{stc}}(1 + \gamma_{pmax}[T - 25]) \quad (3.25)$$

Onde:

$\beta_{voc}$ : Coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto [%/°C];

$\gamma_{iscc}$ : Coeficiente de temperatura da potência máxima [%/°C];

A potência máxima obtida no ponto de máxima ( $V_{mp}, I_{mp}$ ) potência pode ser obtida através de [28]:

$$P_{max} = V_{mp}I_{mp} \quad (3.26)$$

Nos módulos fotovoltaicos, as variações climáticas atingem as células FV afetando seus parâmetros elétricos de forma adversa. O aumento da temperatura resulta em diminuição  $V_{oc}$  e a um ligeiro aumento de  $I_{sc}$  culminando em redução no ponto de máxima potência. Esse aumento de temperatura afeta principalmente a tensão de saída  $V_{pv}$ . Já a diminuição da irradiância faz com que a corrente  $I_{pv}$  diminua, também resultando em redução do ponto de máxima potência  $P_{mp}$ .

### 3.2.1.2 Seguimento do Ponto de Máxima Potência (MPPT)

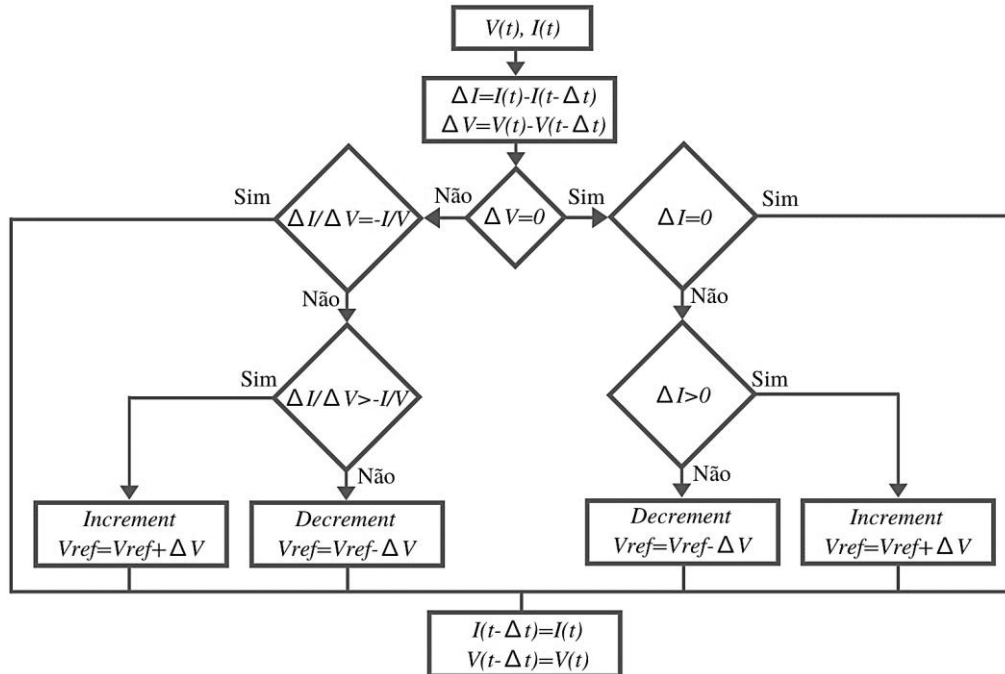
Conforme visto na [Seção](#) anterior, a depender de fatores climáticos, o gerador FV terá seu comportamento alterado. Desta forma, existe um ponto de operação em que é possível extrair a máxima potência disponível. Torna-se importante que o conversor seja capaz de mover o ponto de operação do gerador para o de máxima potência a cada vez que este muda. Quando isso é atingido, a eficiência do sistema é aumentada como um todo [3].

Um algoritmo MPPT é capaz de fornecer a referência para o controlador do conversor a cada alteração do ponto de máxima potência regulando a corrente e a tensão do gerador. A literatura abordou de forma abundante o estudo deste tipo de técnica, estando disponível ampla gama de opções que são capazes de alinhar eficiência, robustez e simplicidade [3], [31], [9], [32].

Neste trabalho, o algoritmo MPPT aplicado foi o da condutância incremental com regulação integral [32]. A técnica clássica é baseada no princípio da perturbação e observação sendo de fácil implementação com bom desempenho em regime permanente e com resposta rápida às mudanças de irradiância. Neste método a condutância incremental (derivada da

curva  $I - V$  [ $\Delta I/\Delta V$ ] é usada como referência para o laço de decisões do algoritmo sendo comparada com condutância instantânea ( $I/V$ ). A [Figura 3.13](#) ilustra o fluxo deste algoritmo.

Figura 3.13: Algoritmo da condutância incremental.



Fonte: Adaptado de [33].

A tensão  $V_{ref}$  é a tensão na qual o gerador FV é forçado a trabalhar. Quando o melhor ponto de potência é alcançado, a operação é mantida neste ponto e só é alterada quando existe uma variação de  $\Delta I$  o que denota mudança na condição climática. Desta forma  $V_{ref}$  é incrementado ou decrementado para um novo ajuste do ponto de máxima potência.

A inclusão do regulador integral é realizada através da adição de uma nova etapa entre o algoritmo MPPT e o gerador da Modulação de Largura de Pulso (PWM, do acrônimo em inglês) sendo utilizado para aumentar a eficiência de saída permitindo melhor adaptação às mudanças meteorológicas. Assim, é gerado um sinal de erro ( $e$ ) através da soma das condutâncias incremental e instantânea como sugere a equação:

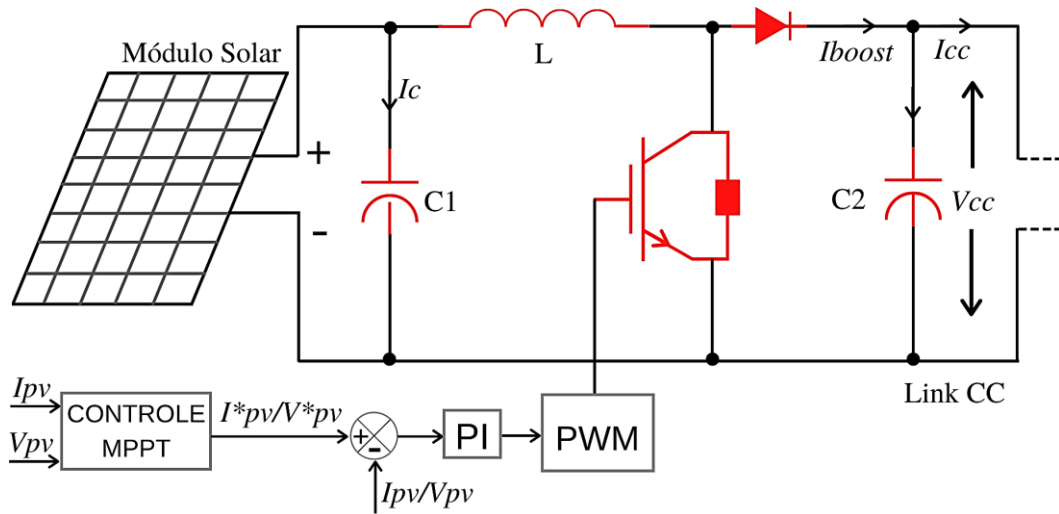
$$e = \frac{I}{V} + \frac{\Delta I}{\Delta V} \tag{3.27}$$

### 3.2.1.3 Conversor CC: Modelagem e Controle

Convencionalmente, nos terminais de saída do gerador FV está conectado o conversor CC/CC que estabiliza a tensão variável do gerador, regulando também o ponto de operação do sistema, sendo este conversor equipado com o controle MPPT [31].

No modelo utilizado no presente trabalho, a topologia aplicada para esta finalidade foi o conversor *Boost* [34], [35], [36]. Na estratégia de controle deste conversor, a saída de potência do gerador FV é comparada com a referência do ponto de máxima potência e em seguida alimenta um controlador PI (Proporcional Integral) que por sua vez gera o ciclo de trabalho e o chaveamento para o conversor. A [Figura 3.14](#) ilustra o esquema de controle empregado neste conversor.

Figura 3.14: Diagrama de blocos de controle do conversor Boost. Fonte: Autor.



Fonte: Autor.

### 3.2.1.4 Inversor: Modelagem e Controle

O acoplamento da tecnologia FV à rede elétrica só é possível através dos inversores, que são conversores eletrônicos de potência CC/CA. A bibliografia tem se preocupado em desenvolver topologias que permitam eficiência cada vez mais alta de forma que essa é uma área com resultados amplamente comprovados [22], [9], [28], [27], [3], [34], [31].

A estratégia de controle empregado neste estudo é VOC de forma similar a descrita na [Seção 3.1.1.5](#), onde o eixo d, do marco de referência síncrono está alinhado com o vetor de tensão da rede [22]. A potência ativa ( $P_{pv}$ ) e reativa ( $Q_{pv}$ ) que é processada pelo inversor é determinada pelas seguintes equações [34]:

$$P_{pv} = \frac{3}{2} (V_{dsf} i_{dsf} + V_{qsf} i_{qsf}) \quad (3.28)$$

$$Q_{pv} = \frac{3}{2} (V_{qsf} i_{dsf} - V_{dsf} i_{qsf}) \quad (3.29)$$

Onde:

$V_{dsf}$ ,  $V_{qsf}$ : Tensões do inversor fotovoltaico no marco de referência dq [V];



# Capítulo 4

## SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

---

*Neste capítulo é realizada ampla discussão relacionando o sistema de armazenamento de energia e sua integração com a geração renovável e a rede elétrica. É apresentada a situação atual da tecnologia em relação à aplicação no Brasil e no mundo. A etapa de projeto de um sistema de armazenamento de energia com baterias de lítio para a usina solar é explanada aqui com detalhes.*

### 4.1 Introdução

Atualmente, com o aumento da participação de fontes de energia renovável, de natureza intermitente, como é o caso da solar e eólica, as empresas operadoras do mercado de energia veem-se obrigadas a realizar suas funções da forma mais eficiente possível para que se mantenham competitivas [97], [89].

Os novos desafios têm imposto ao mercado a obrigação de desenvolver um novo aparato tecnológico capaz de propiciar soluções à altura das necessidades modernas. Torna-se vital, quase obrigatório, que seja possível gerenciar a demanda diária de energia variável no SEP de forma rápida e instantânea [97].

Neste sentido, tem-se considerado a aplicação do ESS que embora não seja novidade tem sido um recurso em fase de desenvolvimento e aplicação acelerados. A opinião de Zhang *et al.* [108] é que, a partir do momento de grande proliferação de tecnologias ESS de alto

desempenho e grande escala, a eletricidade pode se tornar uma *commodity*, trazendo mudanças nas premissas conhecidas sobre a geração, transmissão e distribuição de energia. É uma ideia passível de análise uma vez que a reflexão sobre o futuro dos sistemas de energia tem sido analisada pela comunidade acadêmica de forma enfática, não apenas sobre a conexão de ESS, mas de toda a tecnologia disponível na humanidade.

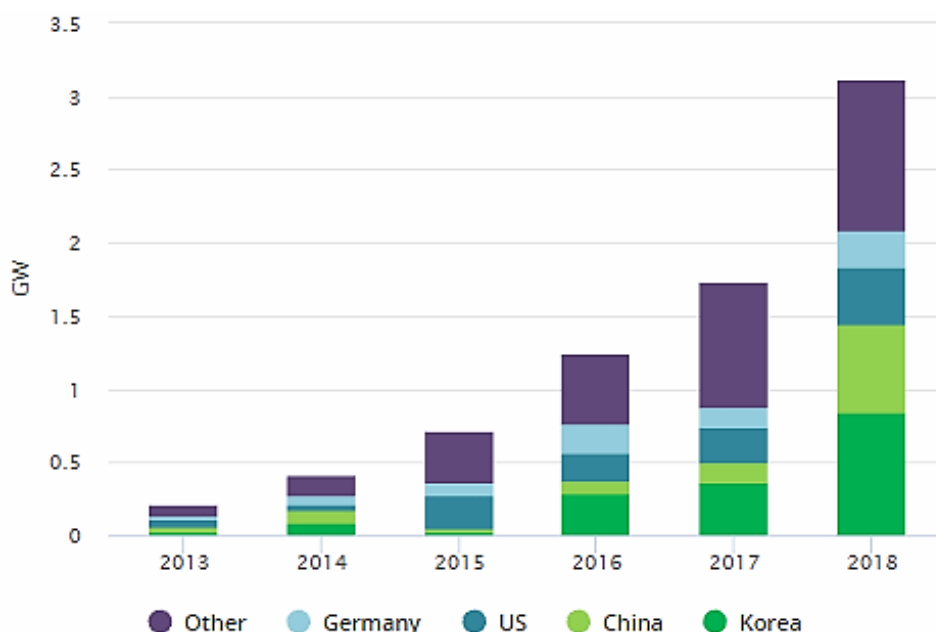
Os ESS aplicados ao SEP são caracterizados por converter a energia elétrica em outra forma de energia (mecânica, eletroquímico, tecnologias térmicas e químicas) com o objetivo de utilizá-la em outro período de tempo, de forma a promover reserva de capacidade de curto ou longo prazo [97], [108]. A implementação de um ESS pode oferecer um conjunto de serviços adicionais [109], [13], [9], [110], tais como:

- Melhoria da qualidade e eficiência energética do sistema como um todo;
- Deslocamento de energia para um momento de pico de demanda;
- Economia, pois evita superdimensionamento de complexos de geração;
- Equilíbrio e estabilização do sistema;
- Regulação de frequência;
- Regulação de tensão;
- Serviços ancilares para cumprimento das regulamentações do setor e requisitos operacionais;
- Redução do desvio entre previsão e oferta.

O ESS tem se tornado cada vez mais atraente, desempenhando um papel importante na integração das fontes renováveis, (principalmente solar e eólica) no nível de geração, transmissão e distribuição, uma vez que são capazes de atuar suavizando a produção de energia, melhorando sua versatilidade e permitindo fornecer energia estável com possibilidade de despacho.

Os ESS encontram-se em momento de pleno desenvolvimento em todo o mundo, estando disponíveis no mercado opções de ativos de armazenamento com tecnologias variadas, além de outras em fase de pesquisa e desenvolvimento (P&D). Segundo dados da *International Energy Agency* (IEA), a implantação de ESS alcançou 3,1 GW em 2018, sendo um novo recorde de crescimento. Os países líderes nesse tipo de aplicação são mostrados na [Figura 4.1](#) [111].

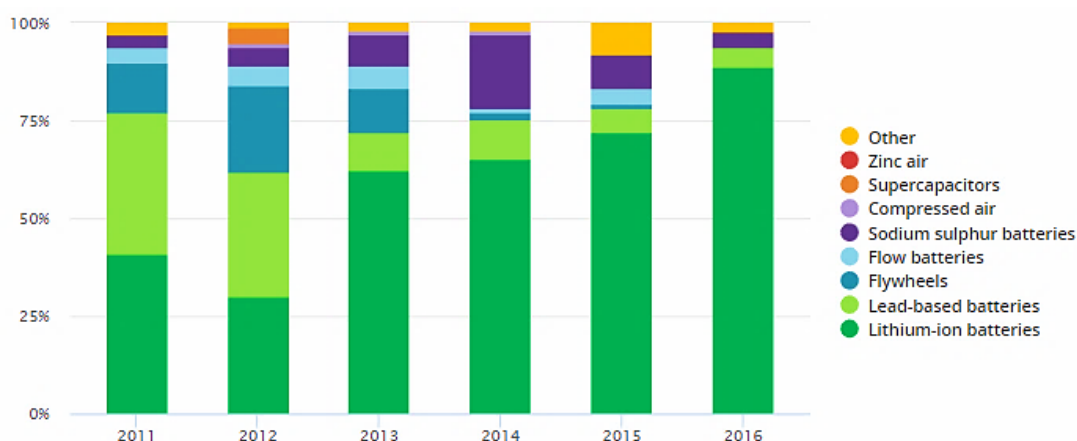
Figura 4.1: Evolução da capacidade de ESS instalada no mundo<sup>1</sup>.



Fonte: [111].

Ainda segunda a IEA em relação à aplicação em escala de rede, a capacidade instalada em 2018 correspondeu a 1,2 GW em todo o mundo. Os custos com as tecnologias para ESS tem diminuído de forma rápida, o que denota um cenário de maior crescimento nos próximos anos para diversas tecnologias. A [Figura 4.2](#) ilustra o *mix* de tecnologias utilizadas no período de 2011 a 2016.

Figura 4.2: Mix de tecnologias de armazenamento de energia no mundo.



Fonte: [111].

<sup>1</sup> A capacidade instalada ilustrada desconsidera o Armazenamento Hidráulico Bombeado (PHS, do acrônimo em inglês) no Brasil conhecido como usina reversível e considera tanto o armazenamento em escala de utilidade como também logo atrás do medidor ao nível do cliente. Esta é, na atualidade a modalidade de armazenamento com maior capacidade instalada em todo o mundo, que continua em crescimento. Em 2018 atingiu 160 GW [130] e, segundo os dados atuais do *Office of Electricity Delivery & Energy Reliability* do Departamento de Energia do governo dos Estados Unidos em parceria com *Sandia National Laboratories*, já ultrapassa a marca de 180 GW em 2019 [131].

No Brasil, a implantação de ESS ainda está em fase de desenvolvimento, sob os esforços da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que lançou chamada para projetos estratégicos, sendo selecionados 23 propostas que já se encontram em fase de projeto com prazo de finalização até maio de 2021 [112]. Projetos em fase de testes começam a aparecer de forma ainda lenta, sob as análises dos órgãos de regulação o que faz com que o Brasil ainda não tenha destaque nas estatísticas mundiais sobre o tema.

## 4.2 Tecnologias de Armazenamento Aplicadas em SEP

Via de regra a energia elétrica não pode ser armazenada de forma direta. Através de um capacitor, pode-se armazenar energia eletrostática e de bobinas supercondutoras, energia magnética, mas com capacidades limitadas, o que não atende às necessidades do setor elétrico [13]. Desta forma, para fins de armazenamento de energia em nível de utilidade, a eletricidade precisa ser transformada em outra forma de energia como energia potencial, eletroquímica ou cinética, por exemplo.

Entre as principais tecnologias já empregadas na atualidade, destaca-se [13], [89]: baterias eletroquímicas disponíveis em vários tipos; bombeamento hidráulico e armazenamento gravitacional (que são utilizados em larga escala em redes elétricas); armazenamento por meio do uso de ar comprimido; volantes de inércia; bobinas magnéticas supercondutoras; e armazenamento com supercapacitores.

Ocorre que, considerando os procedimentos de rede, um ESS precisa obedecer critérios especiais como potência máxima, taxas de descarga de carga, tempo de resposta, capacidade, eficiência e perdas e outros [108], [13]. Além disso, em larga escala, o ESS precisa ajudar a atender a demanda em caso de pico de consumo, melhorar a estabilidade da rede e ainda ser capaz de entregar grandes quantidades de energia, com qualidade e num curto período de tempo de forma sustentada.

Embora sejam diversas as tecnologias utilizadas no SEP de potência, o BESS tem se apresentado como o mais promissor dentre eles, uma vez que atende a muitos dos critérios analisados anteriormente, sendo a tecnologia selecionada para na fase de testes deste trabalho.

As tecnologias de baterias com maior aplicação na atualidade (considerando os dados da [Figura 4.2](#)) são: Íons de Lítio (Li-íon), Chumbo Ácido (Pb-A), Baterias de Fluxo e de Sódio-Enxofre (Na-S). Diante das diversas vantagens apresentadas a bateria de Íons de Lítio foi a

selecionada para o desenvolvimento do presente trabalho, sendo detalhada na subseção seguinte.

### 4.2.1 Baterias de Íons de Lítio (Li-íon)

As baterias de íons de lítio (Li-íon) funcionam através do movimento dos íons ( $\text{Li}^+$ ) entre os eletrodos positivo e negativo. Durante o processo de carregamento, os íons se desentrelaçam do eletrodo positivo e então se reposicionam no eletrodo negativo por meio do eletrólito; nesse estado, o eletrodo negativo está em um estado de enriquecimento de lítio. Durante o processo de descarregada, os íons se movem na direção oposta [113].

Trata-se da tecnologia com maior aplicação na atualidade conforme pode ser percebido na [Figura 4.2](#). Essa preferência é evidente no setor de energia, mas também é a mais difundida nas aplicações de veículos elétricos [97], [108]. O que a coloca em posição de destaque são algumas vantagens, tais como: possuem células seladas que não exigem manutenção, amplo ciclo de vida, grande faixa de temperatura de operação, carregamento rápido, alta eficiência tanto no modo de carga como descarga, alta densidade de energia, flexibilidade na aplicação de projetos e tempo de resposta extremamente rápido (em milissegundos) [13], [97], [89], [108].

Embora o custo dessa tecnologia tenha diminuído ao longo dos anos, ainda possui alto custo inicial de capital, o que tem limitado sua aplicação para utilidade de energia. Outros pontos negativos observados por [108] é que para aplicações onde há aleatoriedade nos processos de carga e descarga, a vida útil é insuficiente, o que também restringe a sua aplicação. Quando estão sobrecarregadas, em curto-circuito interno ou em condição de uso severo é relatado aumento de temperatura, o que pode significar riscos de segurança [13].

## 4.3 Modelagem da Bateria Íons de Lítio

Conforme explicado nas subseções anteriores, diversas tecnologias de ESS estão disponíveis no mercado, muito embora nem todas atendem aos vários requisitos para utilização no SEP. Desta forma, o presente estudo considerou a utilização da bateria de íons de lítio uma vez que, do ponto de vista técnico-econômico, os pontos positivos superam os negativos conforme apresentado na [Seção 4.2.1](#).

Neste trabalho optou-se pelo modelo apresentado por Tremblay *et al.* [114], por ser capaz de representar com precisão as curvas características de baterias eletroquímicas quando comparadas com o *datasheet* do fabricante [24], [31], [115], [114]. Segundo os testes considerados, a precisão para a bateria de lítio correspondeu à margem de erro de  $\pm 3\%$ .

O modelo matemático da bateria Li-íon é representado por equações distintas para carga e descarga. Desta forma, em (4.1) e (4.2) estão contidos os modos de carga e descarga, respectivamente [116].

$$V_{bat} = V_0 - K \frac{Q}{it + 0,1 \cdot Q} i^* - K \frac{Q}{Q - it} it + A \exp(-Bit) \quad (4.1)$$

$$V_{bat} = V_0 - K \frac{Q}{Q - it} i^* - K \frac{Q}{Q - it} it + A \exp(-Bit) \quad (4.2)$$

Onde

$V_{bat}$ : Tensão na bateria [V]

$V_0$ : Constante de tensão [V]

$v$ : Constante de polarização [V]

$Q$ : Capacidade da bateria [Ah]

$it$ : Capacidade extraída [Ah]

$i^*$ : Corrente de referência filtrada [A]

$A$ : Zona exponencial de tensão [V]

$B$ : Capacidade exponencial [Ah<sup>-1</sup>]

Outra variável de suma importância a ser considerado na utilização de sistemas de armazenamento é o estado de carga da bateria (SOC, do acrônimo em inglês) que corresponde a um percentual de 0 a 100 % e é dado por:

$$SOC = 100 \left( 1 - \frac{1}{Q} \int_0^t i(t) dt \right) \quad (4.3)$$

#### 4.4 Acoplamento do BESS à Usina Solar FV

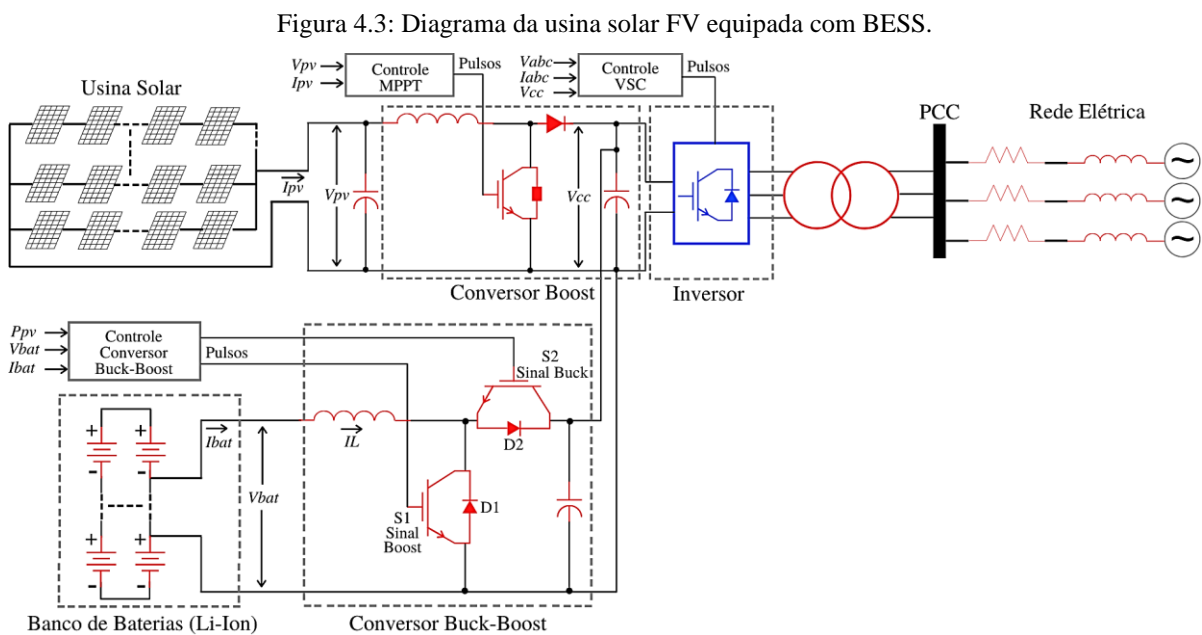
Nesta seção será mostrado o desenvolvimento e implementação do BESS integrado à usina solar FV onde o objetivo foi realizar a suavização da potência entregue à rede. Conforme

pôde-se constatar em alguns momento anteriores do texto, sobretudo no estado da arte apresentado na [Seção 2.5](#), existem muitos serviços que o BESS pode promover ao ser integrado às fontes renováveis, possibilitando sua expansão e contribuindo para as questões correlatas à estabilidade e confiabilidade do SEP.

A geração solar FV está sujeita a intempéries climáticas como passagens de nuvens e mudanças repentinas no clima, o que impacta sua geração de forma adversa e implica em complicações relacionadas à estabilidade. À medida que se aumenta a quantidade de usinas conectadas à rede, eventos climáticos podem acarretar em perda de grandes blocos de potência. Neste sentido, na presente dissertação, o armazenamento foi empregado com o objetivo de suavizar a saída da usina solar FV, ou seja, atuando para mitigar variação da potência entregue à rede, bem como quedas bruscas na geração de energia. Nas subseções seguintes serão apresentadas as topologias para o acoplamento do BESS bem como a metodologia de controle proposta.

#### 4.4.1 Conversor Buck-Boost Bidirecional

Para o acoplamento do BESS com a usina FV foi considerado o conversor *CC/CC Buck-Boost* bidirecional. A representação da usina solar FV equipada com o BESS pode ser vista na [Figura 4.3](#).

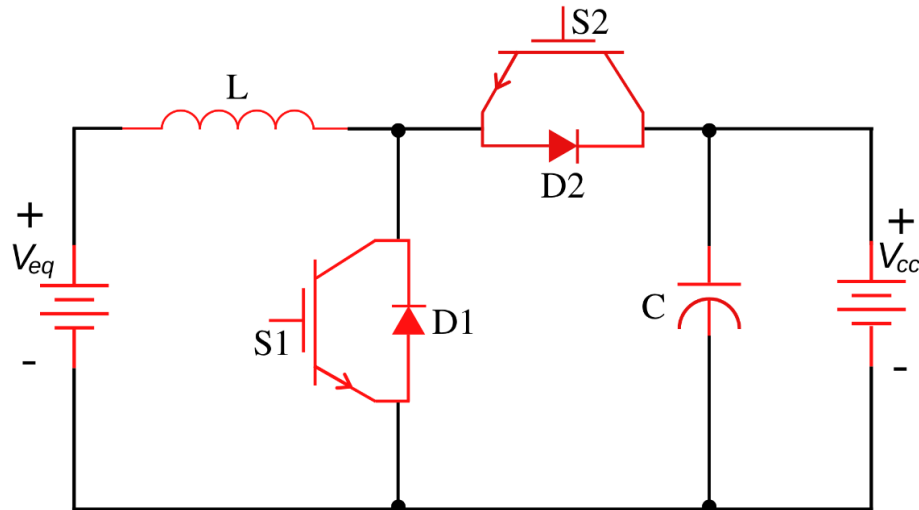


Fonte: Autor.

O conversor empregado consiste na junção das topologias básicas dos conversores *Boost* e *Buck*, onde optou-se pelo uso de chaves do tipo IGBT. Essa topologia permite que a

corrente e energia fluam da bateria para o *link* CC e vice-versa, garantindo a inversão do fluxo de energia entre os dois sistemas conforme necessário [31], [117]. A revisão da literatura realizada previamente, apontou variadas topologias derivadas da combinação dos conversores *buck* e *boost*, porém optou-se pelo modelo apresentado na [Figura 4.4](#), tal como foi proposto por também por [118], [31] e [24].

Figura 4.4: Diagrama do conversor buck-boost bidirecional.



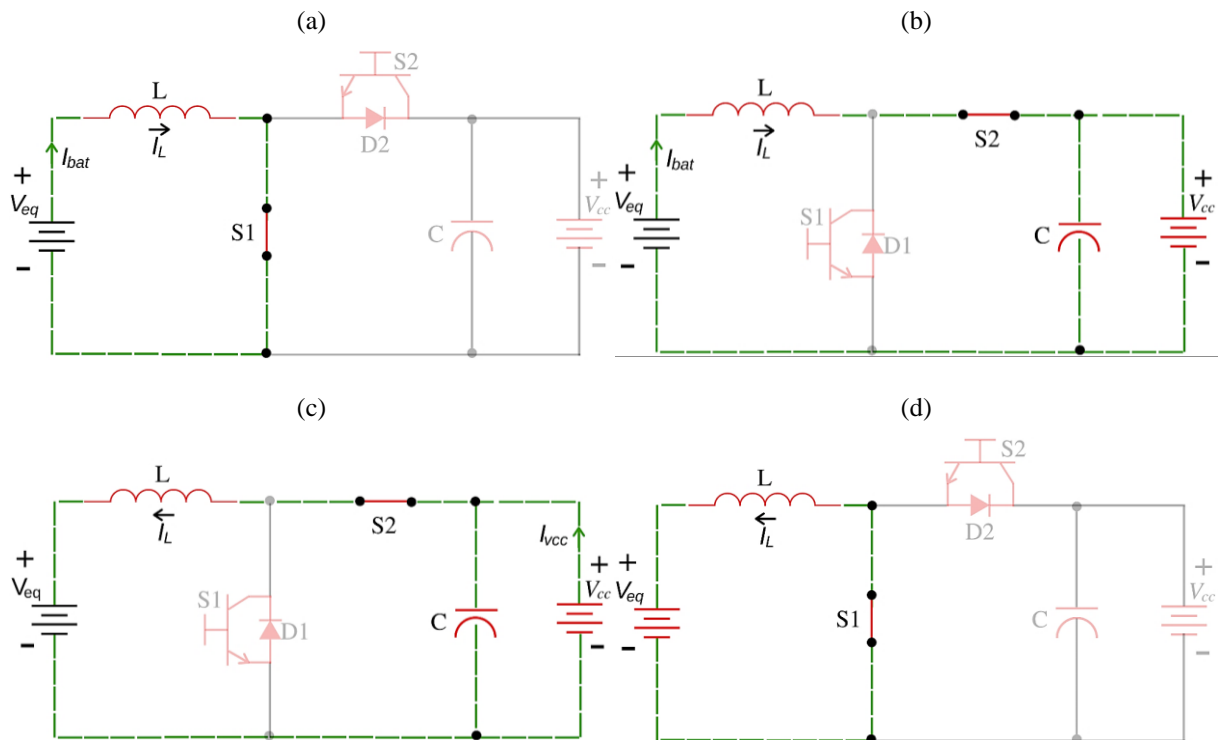
Fonte: Autor.

#### 4.4.1.1 Princípio de Funcionamento

A gestão das etapas de carga e descarga do banco de baterias ocorre controlando-se a corrente que flui pelo indutor. O conversor deve operar em modo de condução contínua, agindo em dois estágios uma vez que a corrente que circula pelo circuito tanto pode ser positiva quanto negativa. Para isto, a chave  $S_1$  é controlada de modo complementar a  $S_2$  (nunca operando ao mesmo tempo) que são acionadas por um sinal de controle PWM, fazendo com que as chaves liguem no primeiro subintervalo e desliguem no subintervalo seguinte [117]. A forma como são gerados os sinais, bem como a lógica de controle para operação das chaves serão discutidas a seguir.

No sistema considerado, a tensão do *link* CC da usina FV é maior que a tensão do BESS. Então, no processo de carga, o conversor atua no modo *buck*, abaixando a tensão para o nível do BESS. Do contrário, no processo de descarga, o conversor atua no modo *boost* elevando o nível de tensão para o valor nominal do *link* CC. Os detalhes desses dois estágios são apresentados na [Figura 4.5](#).

Figura 4.5: Estágios de Funcionamento do conversor buck-boost bidirecional.



Fonte: Autor.

As etapas de funcionamento deste conversor foram abordadas de forma similar por [119], podendo ser descritos da seguinte forma:

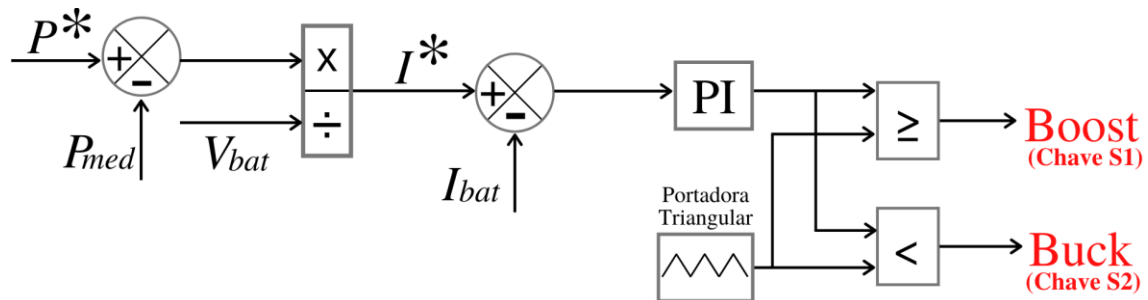
- Estágio 1 (Descarga, *Boost*)- Fluxo de potência do banco de baterias ( $V_{eq}$ ) para o *link* CC ( $V_{cc}$ ): quando a chave  $S_1$  está ligada, o diodo  $D_2$  está polarizado de forma reversa e então as baterias entregam corrente ao indutor  $L$  (Figura 4.5a). Quando a chave  $S_2$  está ligada, o diodo  $D_1$  está reversamente polarizado e o indutor  $L$  fornece energia ao *link* CC (Figura 4.5b).
- Estágio 2 (Carga, *Buck*)- Fluxo de potência do *link* CC ( $V_{cc}$ ) para o banco de baterias ( $V_{eq}$ ): quando a chave  $S_2$  está ligada, o diodo  $D_1$  está polarizado de forma reversa e o *link* DC fornece corrente ao indutor  $L$  (Figura 4.5c). Quando a chave  $S_1$  está ligada, o diodo  $D_2$  está reversamente polarizado, o indutor  $L$  entrega energia às baterias (Figura 4.5d).

#### 4.4.2 Estratégia de Controle do BESS

O objetivo é que o conjunto composto pelo conversor, a bateria e o controle sejam capazes de fazer o gerenciamento da potência entregue à rede. Para isto, para níveis de potência

acima da referência estabelecida, o conversor opera em modo *buck* (carregando a bateria) [120]. Do contrário, para potência abaixo da referência, o conversor opera no modo *boost*, descarregando a bateria, portanto complementando a energia para manter o nível de potência na referência. Assim, a estratégia adotada está ilustrada na [Figura 4.6](#).

Figura 4.6: Diagrama de blocos da estratégia de controle proposta.



Fonte: Autor.

Assim como proposto em [121], no controle proposto, a potência de referência  $P^*$  é comparada com o sinal de saída da potência ativa ( $P_{med}$ ) da usina FV. Este sinal é então dividido pelo valor da tensão da bateria ( $V_{bat}$ ), gerando assim o valor da corrente de referência  $I^*$ . Este é então comparado com a corrente na bateria ( $I_{bat}$ ) que em seguida é processado pelo controlador PI (Proporcional Integral). Em seguida esse sinal é comparado com um sinal triangular de frequência constante de 12 kHz que então gera o chaveamento para as chaves  $S_1$  (Sinal *Boost*) e  $S_2$  (Sinal *Buck*). Um melhor entendimento pode ser obtido analisando-se conjuntamente a [Figura 4.4](#).

Nesta estratégia de controle, observa-se que

Se  $P^* > P_{med}$  a bateria é carregada, absorvendo energia do *link CC*;

Se  $P^* < P_{med}$  a bateria é descarregada, injetando energia no *link CC*;

# Capítulo 5

## MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO

---

*No presente capítulo a modelagem do sistema de transmissão de testes é apresentada. O sistema contém 6 barras e opera na tensão de 230 kV. Todos componentes da rede como hidrelétrica, transformadores e cargas foram representados por modelos trifásicos. Por fim é apresentada a modelagem considerada para a usina hidrelétrica.*

### 5.1 Modelagem dos Componentes da Rede

O objetivo da modelagem de um SEP compreende, entre outras finalidades, a representação de circuitos que equivalham com boa fidelidade aos sistemas físicos. Nesse sentido, muitas formas de modelar os elementos da rede como linhas de transmissão, transformadores e geradores estão disponíveis.

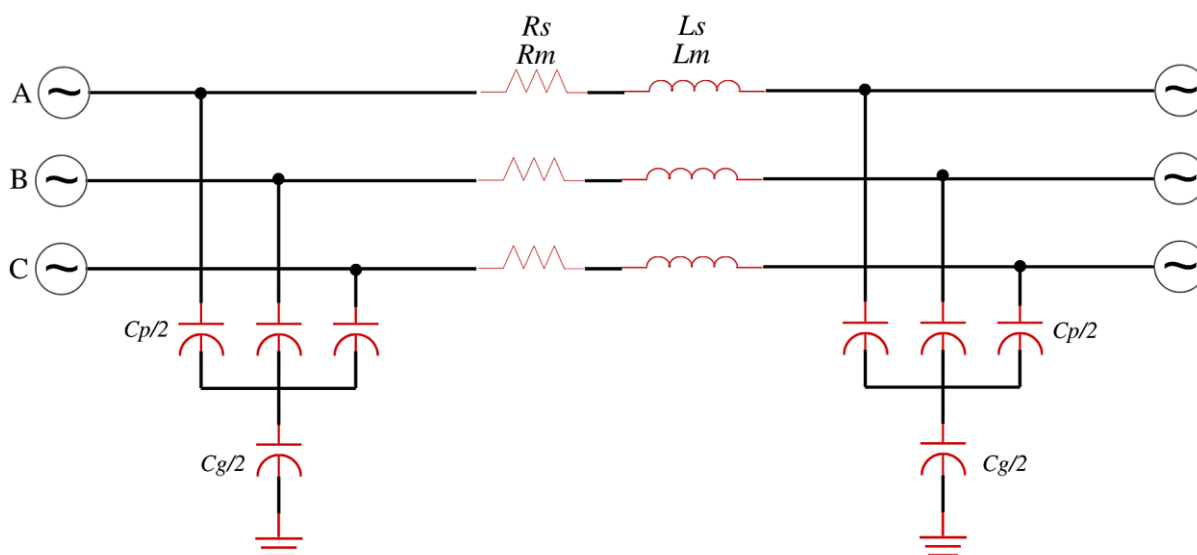
Para o presente trabalho, buscou-se escolher modelos matemáticos com elevada maturidade para que a resposta do sistema fosse confiável. Torna-se importante ressaltar que os modelos empregados nesta etapa estão contidos nas bibliotecas do *Simscape Power Systems* do software *Matlab*<sup>®</sup> & *Simulink*<sup>®</sup> sendo possível configura-los de acordo com a necessidade do usuário [15]. Uma vantagem dessa ferramenta é a boa representação matemática do ponto, uma vez que a construção dos blocos considera modelos largamente empregados no mesmo tipo de estudo proposto aqui conforme será apresentado em cada subseção. Ademais, os elementos que constituem a rede foram representados por modelos trifásicos, conforme é convencionalizado pela ferramenta de simulação computacional utilizada.

### 5.1.1 Linha de Transmissão

O *software* empregado neste trabalho é capaz de reproduzir os modelos comumente utilizados em ferramentas de análise de transitórios eletromecânicos, tendo sido escolhido o modelo  $\pi$  (concentrado), conforme o diagrama ilustrado na [Figura 5.1](#). Tal modelo mostrou-se adequado para ser empregado no sistema de testes utilizado, uma vez que possui esforço computacional reduzido e precisão satisfatória para os objetivos deste trabalho [122], [63].

De forma contrária ao modelo da linha de parâmetros distribuídos onde a resistência, indutância e capacitância são distribuídas uniformemente ao longo da linha, o modelo  $\pi$  trifásico agrupa os parâmetros da linha em uma única seção como mostra a figura abaixo [15].

Figura 5.1 Circuito equivalente da linha de seção  $\pi$  trifásica.

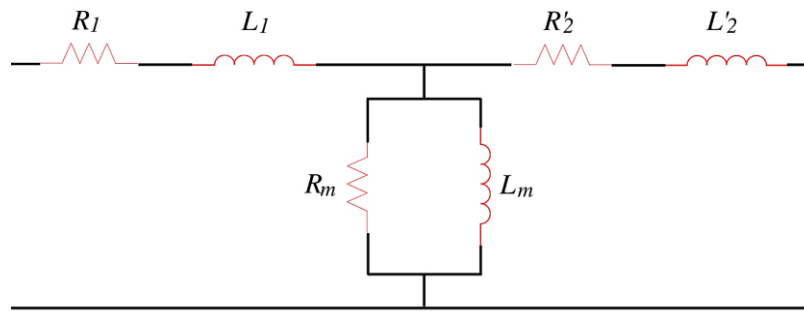


Fonte: Adaptado de [15].

### 5.1.2 Transformadores

Os transformadores empregados neste estudo são representados pelo modelo de dois enrolamentos conforme pode ser observado pelo modelo simplificado apresentado na [Figura 5.2](#). O modelo considera as resistências de enrolamento ( $R_1$  e  $R_2$ ), as indutâncias de dispersão ( $L_1$  e  $L_2$ ) e as características de magnetização do núcleo ( $R_m$  e  $L_m$ ), onde as perdas são consideradas, porém desprezando as características de saturação uma vez que análises sobre este componente não está na delimitação temática do assunto tratado no presente trabalho [123].

Figura 5.2: Circuito equivalente do transformador.



Fonte: Adaptado de [123].

### 5.1.3 Cargas

As cargas foram representadas na rede por modelos dinâmicos trifásicos que expressam a potência ativa e reativa consumida no tempo variante em função da magnitude da tensão de sequência positiva dos barramentos, sendo as correntes de carga balanceadas mesmo sob condições de desequilíbrio da tensão [63], [124].

De acordo com as referências utilizadas, a potência ativa ( $P_c$ ) e reativa ( $Q_c$ ) são consideradas separadamente e a dependência da tensão das cargas pode ser observada pelas equações exponenciais:

$$P_c = P_0 \left( \frac{V_c}{V_0} \right)^{n_p} \quad (5.1)$$

$$Q_c = Q_0 \left( \frac{V_c}{V_0} \right)^{n_q} \quad (5.2)$$

Onde:

$P_c$ : Potência ativa consumida pela carga [pu];

$Q_c$ : Potência reativa consumida pela carga [pu];

$P_0$ : Potência ativa nominal da carga [pu];

$Q_0$ : Potência reativa nominal carga [pu];

$V_c$ : Tensão nos terminais da carga [pu];

$V_0$ : Tensão nominal da carga [pu];

$n_p$ : Expoente relativo ao componente de potência ativa da carga<sup>2</sup> [-];

$n_q$ : Expoente relativo ao componente de potência reativa da carga [-];

<sup>2</sup> Os expoentes de potência ativa e reativa utilizados neste projeto, foram parametrizados conforme recomendações da referência [63]. Desta forma, os expoentes relativos à componente de potência ativa foram considerados como tendo característica de corrente constante, portanto  $n_p = 1$ . Já os expoentes relativos à componente de potência reativa foram considerados como detentores de característica de impedância constante, portanto  $n_q = 2$ .

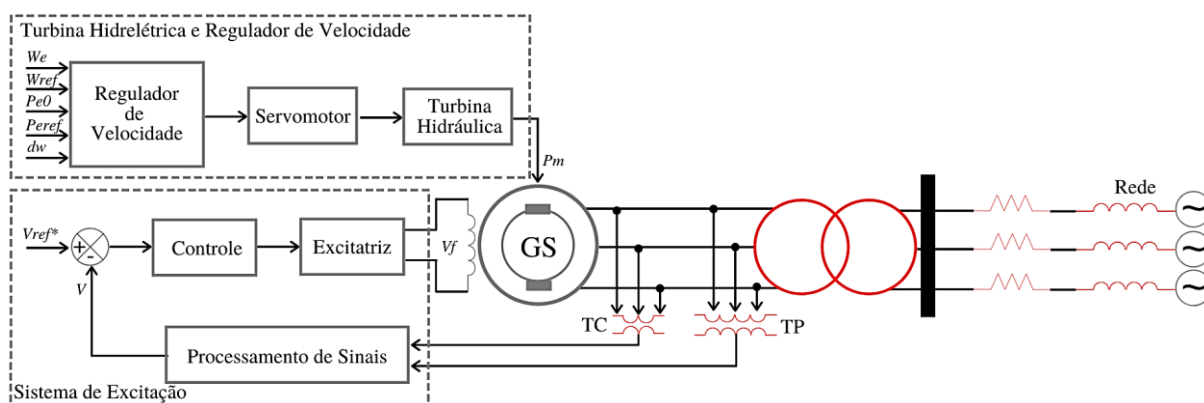
### 5.1.4 Usina Hidrelétrica

Grande parte da energia elétrica gerada em todo o mundo é advinda de máquinas síncronas, podendo as mesmas serem acionadas por turbinas eólicas, hidráulicas, e a vapor por exemplo. A conversão de energia por meio desses geradores vem sendo estratégica ao longo dos anos devido à suas características de operação vantajosas sob muitos aspectos.

As máquinas síncronas são capazes de operar em paralelo com a rede, possuem grande momento de inércia, possibilidade de controle da tensão terminal por um sistema de excitação, além da capacidade de controlar a frequência entregue à rede [65]. Tais atributos são bastante favoráveis para o SEP do ponto de vista da estabilidade e confiabilidade [60].

A rede abordada no presente trabalho contém uma usina hidrelétrica onde é considerado um gerador síncrono de polos salientes. O diagrama de blocos simplificado do elemento está ilustrado na [Figura 5.3](#).

Figura 5.3: Diagrama de blocos simplificado da usina hidrelétrica implementada.



Fonte: Autor.

Do diagrama apresentado, as variáveis de entrada e saída do sistema de excitação são, nesta ordem,  $V_{ref}$  o valor de referência da tensão terminal do estator, e  $V_f$  a tensão de campo para o gerador. Em relação às entradas do modelo da turbina e regulador de velocidade, tem-se:  $W_e$  que é a velocidade real da máquina,  $W_{ref}$ , a velocidade de referência,  $Pe_0$  a potência elétrica real da máquina,  $Pe_{ref}$  a potência mecânica de referência e  $d_w$  o desvio de velocidade. As entradas são processadas por um controlador PID (Proporcional, Integral, Derivativo), gerando o sinal de saída que é a potência mecânica ( $P_m$ ) controlada para o gerador.

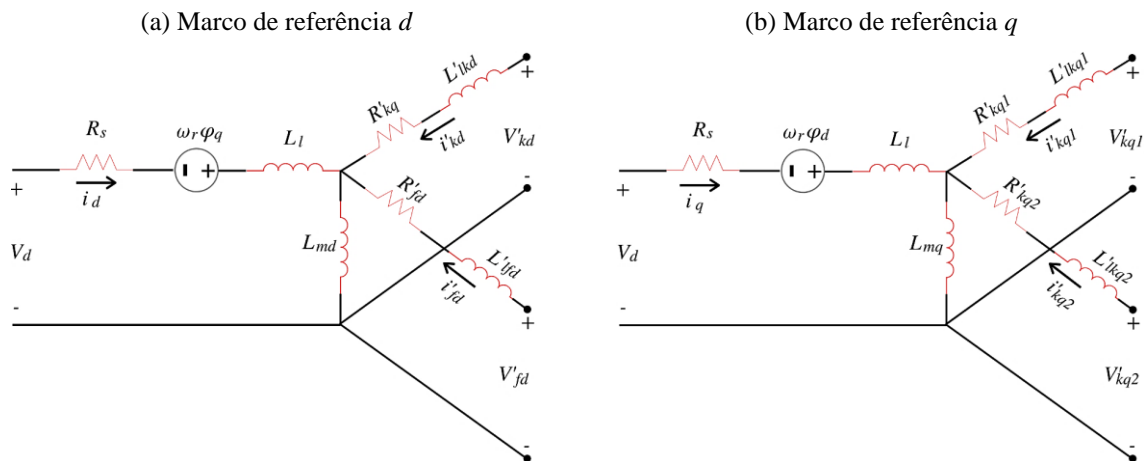
A seguir são apresentados alguns conceitos relacionados à modelagem do gerador, bem como do controle e do sistema de excitação da usina hidrelétrica.

### 5.1.4.1 Gerador Síncrono

Uma máquina síncrona, atua convertendo a energia mecânica do eixo em energia elétrica para seus terminais. Possuem enrolamento trifásico no estator e um enrolamento no rotor que é alimentado em corrente CC. A frequência elétrica em uma máquina síncrona está relacionada sua velocidade de rotação [63]. Assim, por exemplo, o desejo de regular a frequência implica em atuar regulando a velocidade da turbina. Em condições normais (regime permanente), o rotor e o campo magnético, promovido por uma corrente CC ou ímãs, giram na mesma velocidade, ou seja, estão em sincronismo com o campo magnético girante que é produzido pelas correntes de armadura resultando em um conjugado constante [123].

O modelo dinâmico da máquina síncrona considera as dinâmicas dos enrolamentos do estator, do campo e amortecedores. De forma similar ao apresentado na [Seção 3.1.1.2](#) onde foi explicado o modelo matemático do DFIG, considerou-se o uso do referencial síncrono (dq) para conceituação do circuito equivalente e equacionamento da máquina. Nesta representação, os parâmetros do rotor, bem como as grandezas elétricas são analisadas a partir do estator [15]. Desta forma, a representação do modelo do gerador síncrono pode ser observada na [Figura 5.4](#).

Figura 5.4: Modelo do gerador síncrono em coordenadas síncronas (dq).



Fonte: Adaptado de [63].

### 5.1.4.2 Modelamento da Turbina e Regulador de Velocidade

Como visto na [Figura 5.3](#), a máquina primária acoplada ao eixo do gerador síncrono considerada no estudo foi uma turbina hidrelétrica, tendo sido empregado um bloco disponível na biblioteca *Simscape Power Systems* do *software Matlab® & Simulink®*, chamado “*Hydraulic Turbine and Governor*” que implementa um modelo de turbina hidráulica não linear completo contendo, além do modelo da turbina propriamente dito, um sistema regulador de velocidade PID e servomotor (responsável por atuar na abertura e fechamento das comportas). O modelo

empregado no software considera o documento “*Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for Dynamic Studies*” (ou Modelos de Turbina Hidráulica e Controle de Turbina para Estudos Dinâmicos, em português) desenvolvido pelo grupo de trabalho do “*IEEE Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies*” [15], [125]. Tal modelo foi escolhido pelo nível de amadurecimento, sendo bastante útil em estudo como o proposto nesta dissertação.

O comportamento de uma turbina hidráulica é dado pelos efeitos de inércia da água, pela compressibilidade da água e pela elasticidade da parede do tubo na tubulação. Isso porque, a inércia da água provoca elevada constante de tempo para resposta do torque da máquina em detrimento da posição das pás, considerando que a turbina é influenciada pelas características da coluna d’água que a alimenta [63].

Um regulador de velocidade controla a potência mecânica da turbina acoplada ao rotor do gerador visando a manutenção do equilíbrio entre geração e carga. O regulador atua sobre os mecanismos de fechamento e abertura das pás, através dos servomotores. As teorias envolvidas na implementação do modelo da turbina e regulador de velocidade podem ser obtidas em [15] e [125].

#### **5.1.4.3 Sistema de Excitação**

Para gerar um fluxo magnético girante, é necessária a injeção de uma corrente no enrolamento de campo do rotor, chamada de corrente de excitação [63]. Isso é realizado por meio da implementação de uma fonte de alimentação capaz de alimentar o circuito do enrolamento do rotor, denominado por Sistema de Excitação. Mais além, o sistema de excitação também é responsável pelo fator de potência e a magnitude da corrente produzida, também exercendo funções contributivas na proteção e controle do gerador [123]. Um sistema de excitação promove ajuste automático, sendo capaz de contribuir respondendo a perturbações transitórias, o que promove ganho de desempenho do mesmo no SEP.

O sistema de excitação empregado no gerador síncrono foi implementado tal como o modelo Tipo 1 estabelecido no documento “*Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*” (ou Prática Recomendada para os Modelos excitação do sistema para estudos de estabilidade de sistemas de potência, no português ) nº 421.5 do IEEE [126]. Neste sistema, a tensão do terminal do gerador ( $V_f$ ) é ajustada por meio do controlador contido na parte interna do controle onde a comparação dos sinais de entrada gera um erro que é ajustado. Por fim, o sinal é empregado na excitatriz que opera na faixa

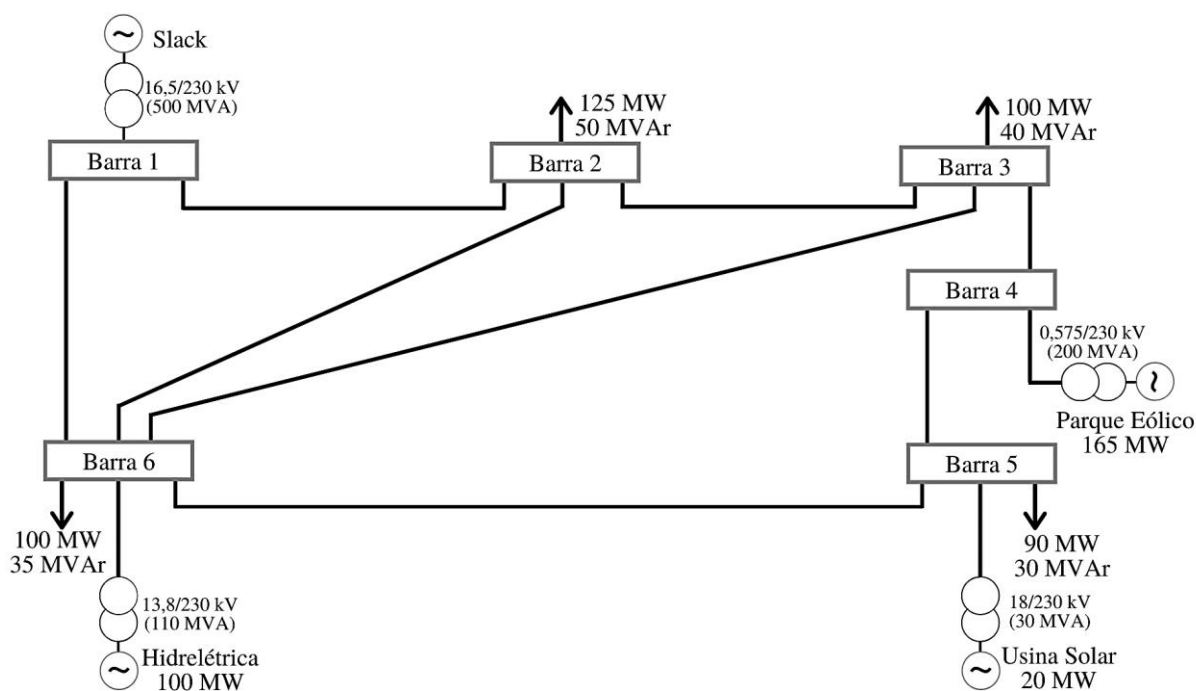
estabelecida pelos limitadores de sobre e subexcitação (Vide [Figura 5.3](#)). Maiores detalhamentos sobre o sistema de excitação, seu princípio de funcionamento e teoria de controle pode ser encontrado em [15] e [126].

## 5.2 Rede de Testes Completa

A rede de testes foi obtida através da adaptação de dois sistemas abordados na literatura [127], [66]. A referência [127] aborda um sistema de ensaios e estudos enquanto [66] descreve uma popular rede de testes a *Western System Coordinating Council (WSCC)*, abundantemente abordada na literatura [66], [67], [68], [69]. Embora seja um modelo relativamente pequeno se comparado a outros sistemas também utilizados, permitiu aplicar todos os conceitos necessários no presente estudo [69].

O sistema é ilustrado na [Figura 5.5](#) e representa uma rede de transmissão que opera em alta tensão (230 kV), Rede Básica. A rede é composta por 6 barras, 8 ramos, 3 geradores, sendo a barra 1 a de referência (*slack*). Adaptações dos modelos originais foram realizadas para viabilizar os estudos propostos neste trabalho, ressaltando-se o acréscimo do parque eólico (165 MW), da usina solar FV (20 MW) e hidrelétrica (100 MW).

Figura 5.5: Diagrama unifilar do sistema de transmissão.



Fonte: Autor.

# Capítulo 6

## TESTES E RESULTADOS

---

*Neste capítulo são apresentados os estudos de caso considerados, por meio dos quais foram apurados os resultados e realizadas as análises. Cenários diferentes são acordados, analisando o sistema sob diferentes situações, tanto em regime permanente quanto diante de perturbações. As análises foram conduzidas à luz dos procedimentos de rede do ONS, vigentes no Brasil.*

### 6.1 Introdução

Para a realização dos testes, foram propostas simulações no domínio do tempo que permitem estudos de análises estabilidade transitório. Os modelos apresentados anteriormente foram interconectados ao sistema transmissão de testes descrito na [Seção 5.2](#). Todos parâmetros empregados no parque eólico, usina solar, BESS e sistema de testes podem ser obtidos nos [Apêndices](#). Todos os modelos considerados atenderam aos critérios de estudos dessa modalidade definidos pelo Submódulo 23.3 “*Diretrizes e Critérios Para Estudos Elétricos*” dos *Procedimentos de Rede estabelecidos pelo ONS*” [12], onde buscou-se empregar, para isto, modelos já difundidos na literatura. É importante ressaltar que não é contribuição do trabalho a atribuição de novos modelos e teoremas de controle. Assim, objetivou-se investigar os impactos das fontes renováveis eólica e solar no desempenho transitório do SEP e também do contrário, os impactos do sistema nas fontes renováveis consideradas.

Os estudos de caso foram idealizados com base nas seguintes perturbações: variações de potência na usina solar e eólica, falta trifásica e rejeição de carga (momento onde uma grande carga sai do sistema). A escolha de tais cenários foi motivada pelo intuito de simular as

diferentes condições operativas do SEP a fim de se obter maior aproximação com a realidade. O modelo empregado no estudo utilizou um vetor de estado inicial (*Initial State*) disponível no *software Matlab® & Simulink®* utilizado para iniciar o sistema já em regime permanente. Todas as simulações realizadas obedeceram a duração de 15 segundos conforme normatizado [12].

Torna-se importante ressaltar que a convenção de sinais foi estabelecida conforme convencionalmente empregada em análises de SEP, conforme ilustrado na [Figura 6.1](#) [128].

Figura 6.1: Convenção de sinais para as análises.



Fonte: Autor.

Para todos os testes realizados, a potência de base considerada foi igual a 100MW e a tensão de base considerada foi igual a tensão nominal da própria barra.

Os estudos foram analisados a partir dos Procedimentos de Rede do ONS [12], sendo os principais Módulos apresentados no [Apêndice E](#). Em cada seção, à medida que foram apresentados os casos, foram discutidos os procedimentos empregados. A seguir são apresentados os estudos de caso propostos.

## 6.2 Caso 1: Sistema em Operação Normal (Regime Permanente)

A primeira análise refere-se ao sistema em condições normais de operação, ou seja, sem a ocorrência de perturbações. Não foram consideradas variações nas velocidades do vento, nem nos valores de irradiância e temperatura. Assim, para a geração eólica, a velocidade do vento é fixada em 15 m/s (Velocidade nominal, relativa à extração da potência nominal do parque eólico) onde o ângulo de passo das turbinas é  $8,7^\circ$  e a velocidade do gerador 1,2 pu. Para a geração solar, o valor de irradiância e temperatura empregados foram  $1000 \text{ W/m}^2$  e  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , respectivamente. Para ambos, a potência reativa é ajustada em 0 Mvar (fator de potência unitário).

Os resultados para o comportamento das variáveis de interesse nos terminais dos geradores do sistema são apresentados na [Figura 6.2](#), [Figura 6.3](#) e [Figura 6.4](#).

Figura 6.2: Caso 1 - parque eólico.

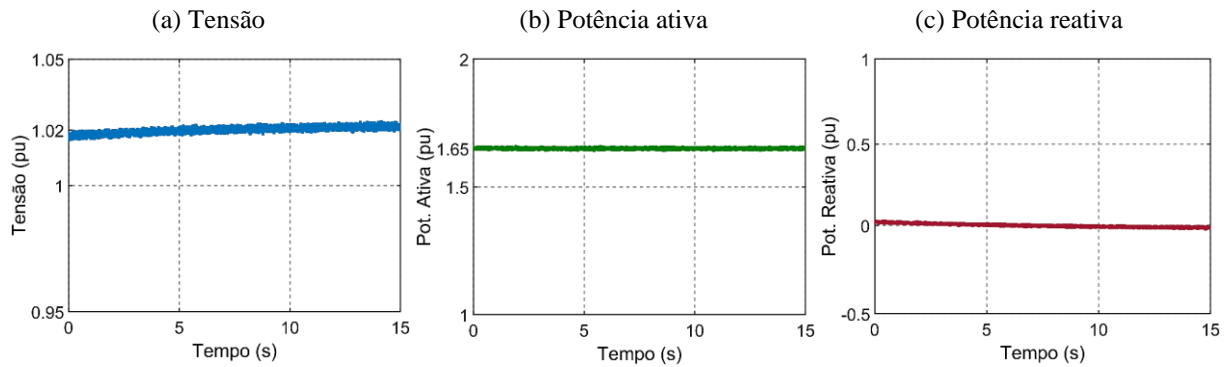


Figura 6.3: Caso 1 - usina solar.

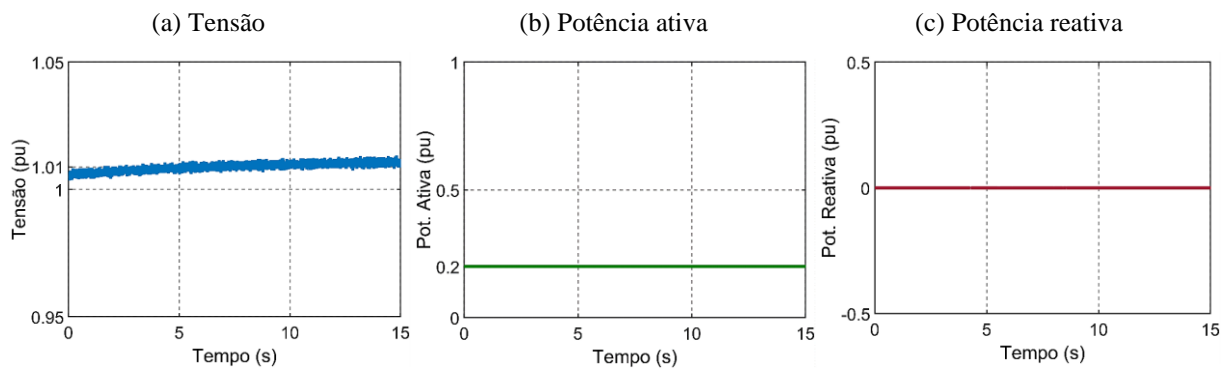
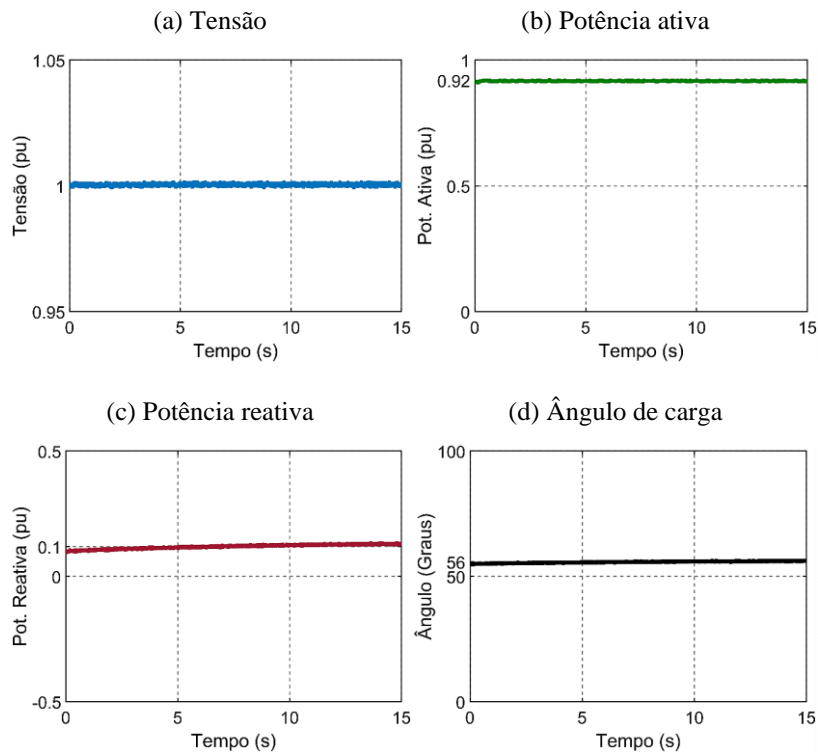


Figura 6.4: Caso 1 - gerador síncrono (hidrelétrica).



A geração eólica e solar entregaram sua potência nominal, 165 MW e 20 MW, respectivamente, com fator de potência unitário ( $Q = 0$ ). O gerador síncrono da hidrelétrica opera em região de sobre-excitação, o que quer dizer que está na região de geração de reativos.

Os geradores de hidrelétricas, normalmente, encontram-se nessa condição de operação. O ângulo de carga do gerador síncrono encontra-se em 56°.

Em relação às barras do sistema, os resultados são mostrados na [Figura 6.5](#) (Barra 1), [Figura 6.6](#) (Barra 2), [Figura 6.7](#) (Barra 3), [Figura 6.8](#) (Barra 4), [Figura 6.9](#) (Barra 5) e [Figura 6.10](#) (Barra 6).

Figura 6.5: Caso 1 - barra 1.

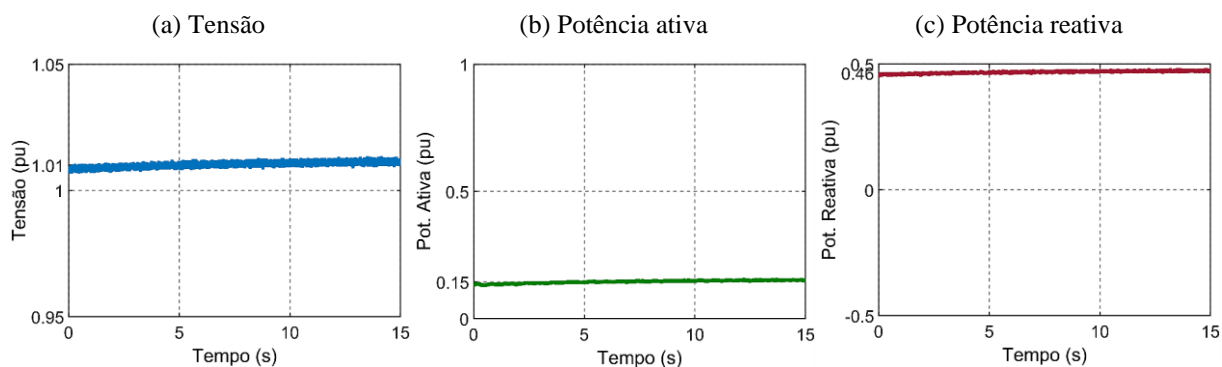


Figura 6.6: Caso 1 - barra 2.

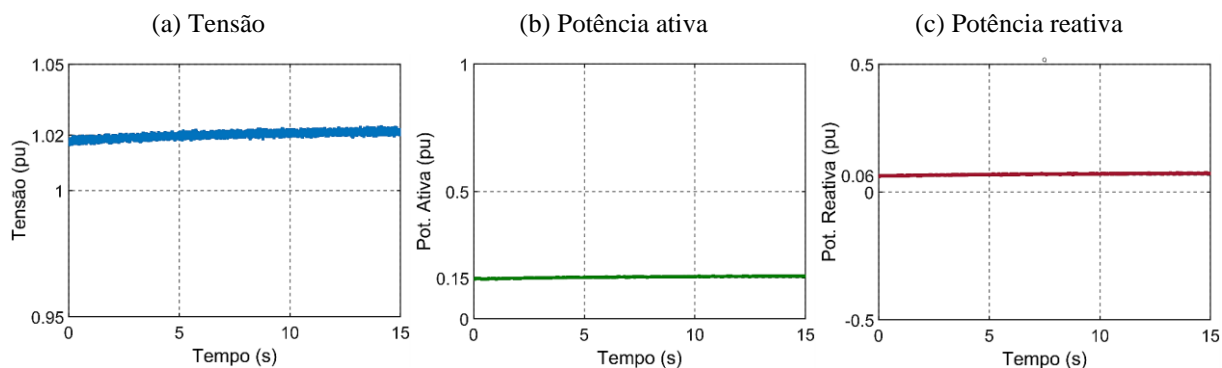


Figura 6.7: Caso 1 - barra 3.

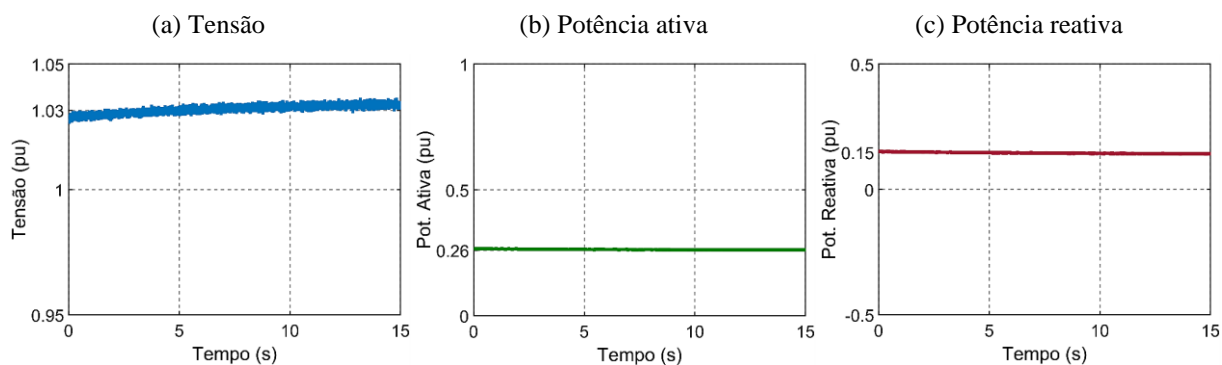


Figura 6.8: Caso 1 - barra 4.

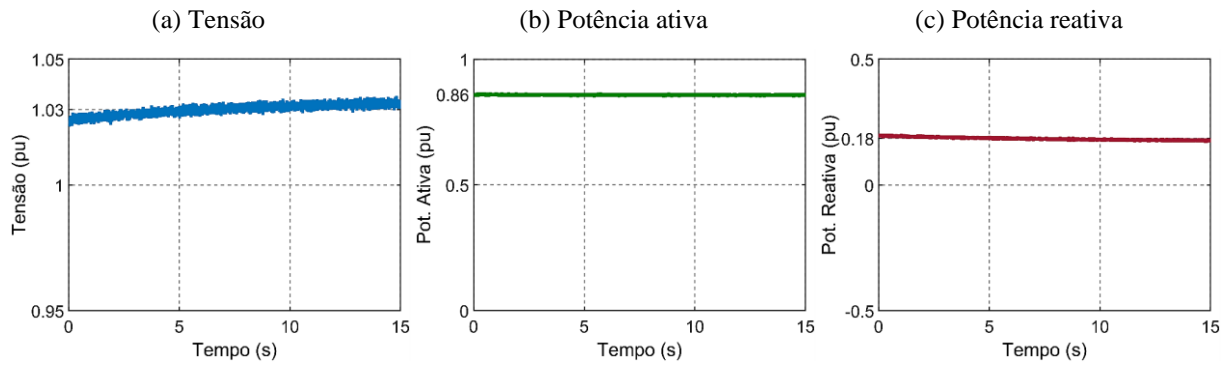


Figura 6.9: Caso 1 - barra 5.

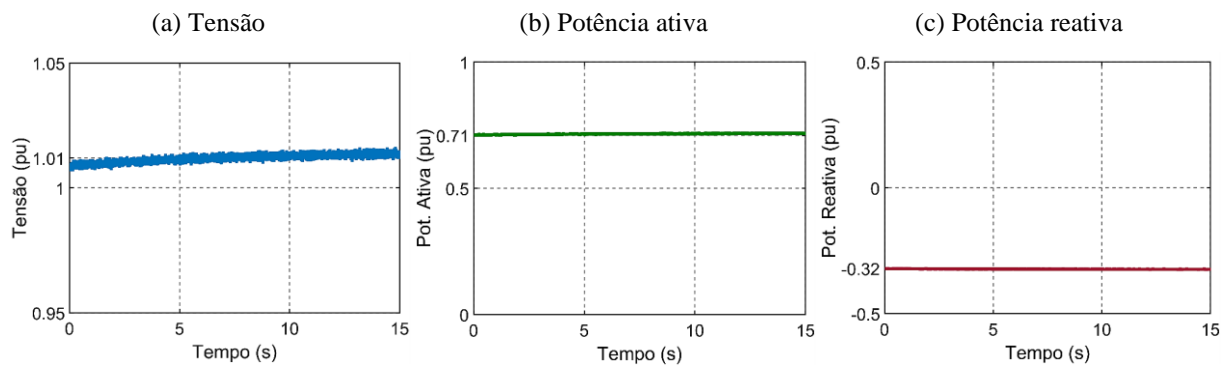
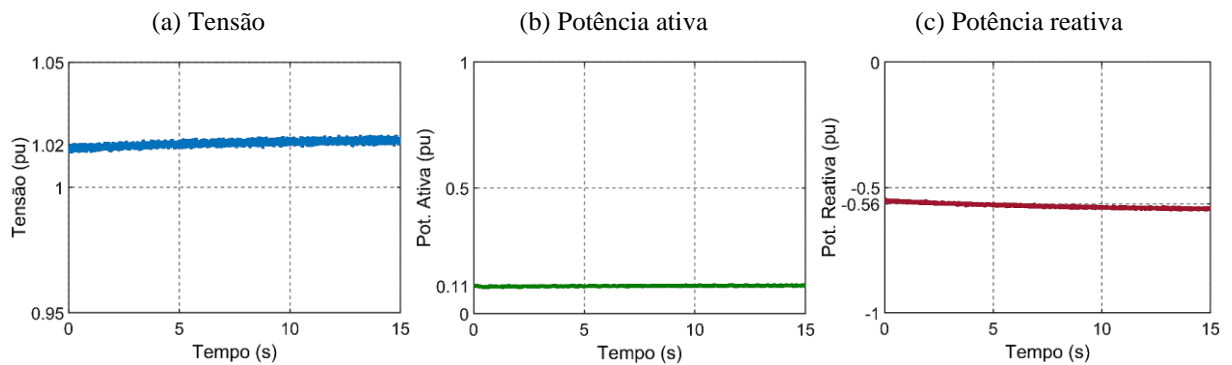


Figura 6.10: Caso 1 - barra 6.



Nota-se que, quanto à tensão, tanto os geradores quanto as barras do sistema estão operando dentro dos limites permitidos por norma ( $0,95 < V < 1,05$ ) [12]. Os geradores precisam ser capazes de operar nesta faixa para evitar desligamentos desnecessários em caso de variação da tensão nominal.

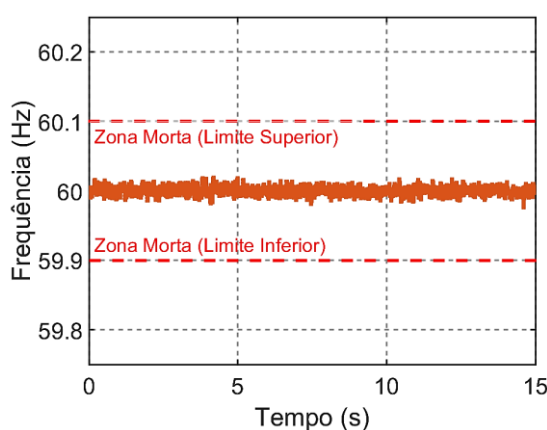
Em relação à potência reativa, as barras 1, 2, 3 e 4 se apresentam consumindo reativos e as barras 5 e 6, injetando reativos, conforme convenção de sinais estabelecida anteriormente. A [Tabela 6.1](#) mostra o resumo das condições de regime permanente dos geradores e barras do sistema.

Tabela 6.1: Resumo da condição de operação do sistema para o caso 1.

Descrição	Tensão (pu)	Potência Ativa (pu)	Potência Reativa (pu)
Parque Eólico	1,02	1,65	0,00
Usina Solar	1,01	0,20	0,00
Hidrelétrica	1,00	0,92	0,10
Barra 1	1,01	0,15	0,46
Barra 2	1,02	0,15	0,06
Barra 3	1,03	0,26	0,15
Barra 4	1,03	0,86	0,18
Barra 5	1,01	0,71	-0,32
Barra 6	1,02	0,50	-0,56

A frequência do sistema é ilustrada na [Figura 6.11](#). Conforme normatizado pelos Procedimentos de Rede [12], em condições normais (Regime permanente, sem a ocorrência de distúrbios), não deve exceder  $\pm 0,1 \text{ Hz}^3$ . Isso significa que, os desvios da frequência precisam estar dentro do limite compreendido entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Como se pode observar, o sistema está operando dentro da normalidade quando sem incidência de perturbações.

Figura 6.11: Caso 1 - frequência do sistema

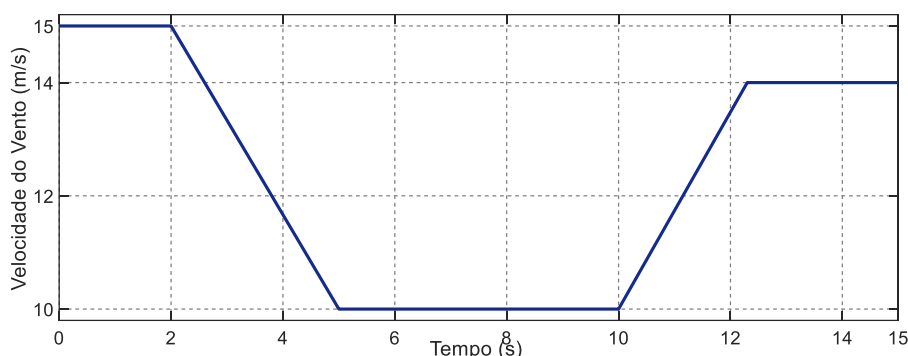


### 6.3 Caso 2: Variação de Potência no Parque Eólico

Nesta seção o objetivo foi analisar o comportamento do sistema frente as variações de potência ocasionadas. Para isso, as mudanças na velocidade do vento incidente no parque eólico ocorreram tal como apresentado na [Figura 6.12](#), onde objetivou-se representar: momentos de velocidade relativa à potência nominal (15 m/s), queda acentuada de potência e retomada de geração. A usina solar operou com produção constante de energia (Condições de regime permanente).

<sup>3</sup> A literatura denomina essa oscilação de frequência em regime permanente de *Dead Zone* ou *Dead Band*, que no português se traduz Zona Morta ou Banda Morta [77].

Figura 6.12: Curva da velocidade do vento para o caso 2.



Primeiramente, analisando o parque eólico nota-se o impacto do perfil do vento na curva de potência ativa como pode ser visto na [Figura 6.13](#). A condição transitória de desbalanço trouxe ligeira alteração no nível de tensão do parque eólico, aumentando de 1,02 para 1,03 pu, porém sem comprometer a faixa de operação normal (limites marcados em vermelho nos gráficos). Na [Figura 6.14](#) pode-se notar que as oscilações de potência não afetaram a operação da usina solar, como já era esperado. Já em relação à hidrelétrica ([Figura 6.15a](#)), enfatiza-se a suave alteração no nível de potência reativa, saindo da condição de regime (0,1 pu) para 0,14 pu. Ademais, a queda drástica da potência no parque eólico, impôs oscilações suaves na potência ativa da hidrelétrica e alteração no ângulo de carga do gerador síncrono que oscilou para até 58°, retomando à normalidade após o evento ([Figura 6.15c](#)).

Figura 6.13: Caso 2 - parque eólico.

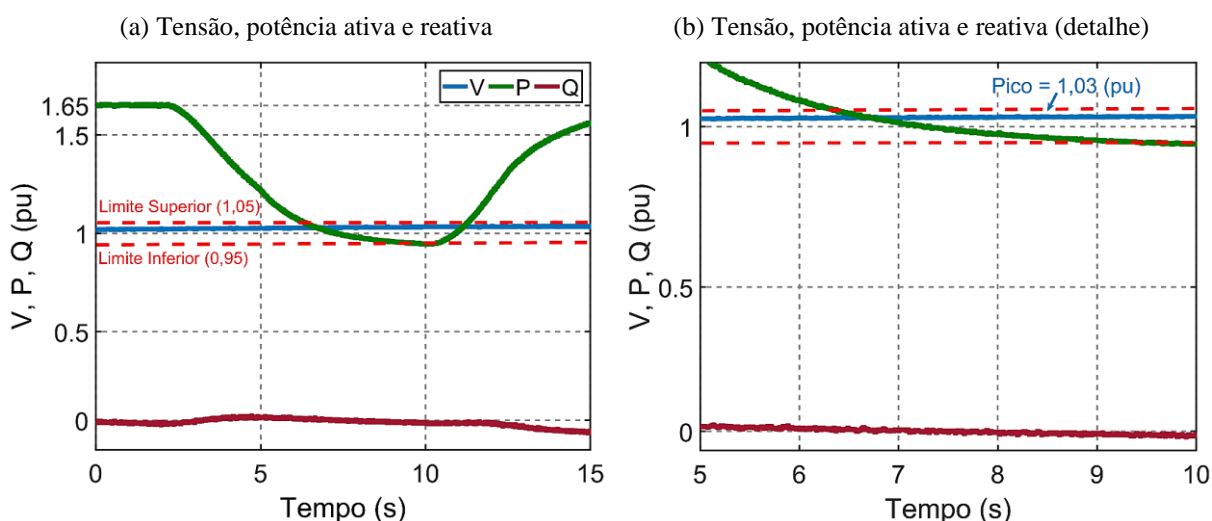


Figura 6.14: Caso 2 – usina solar.

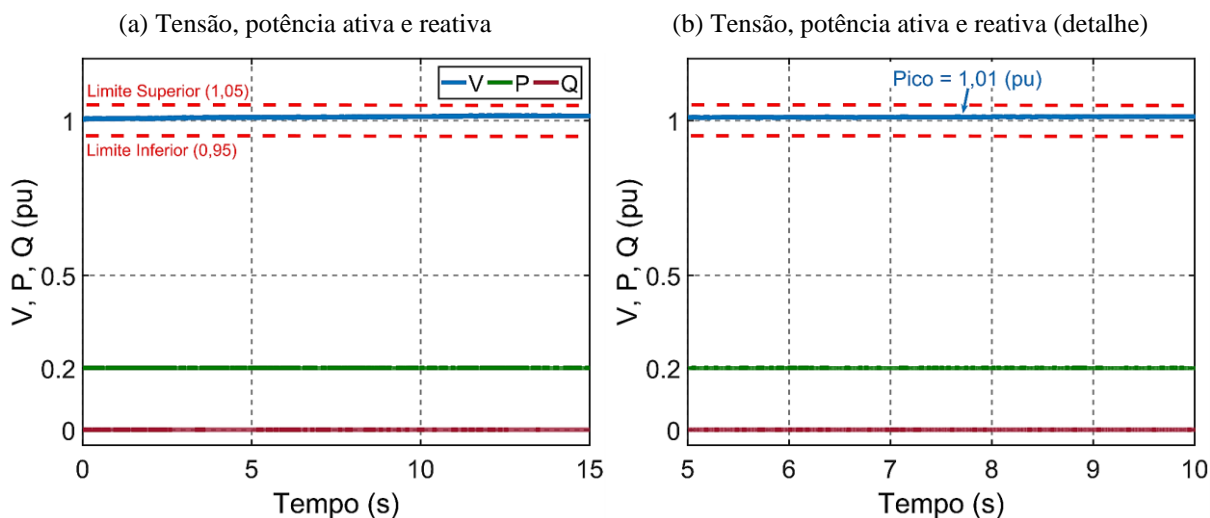
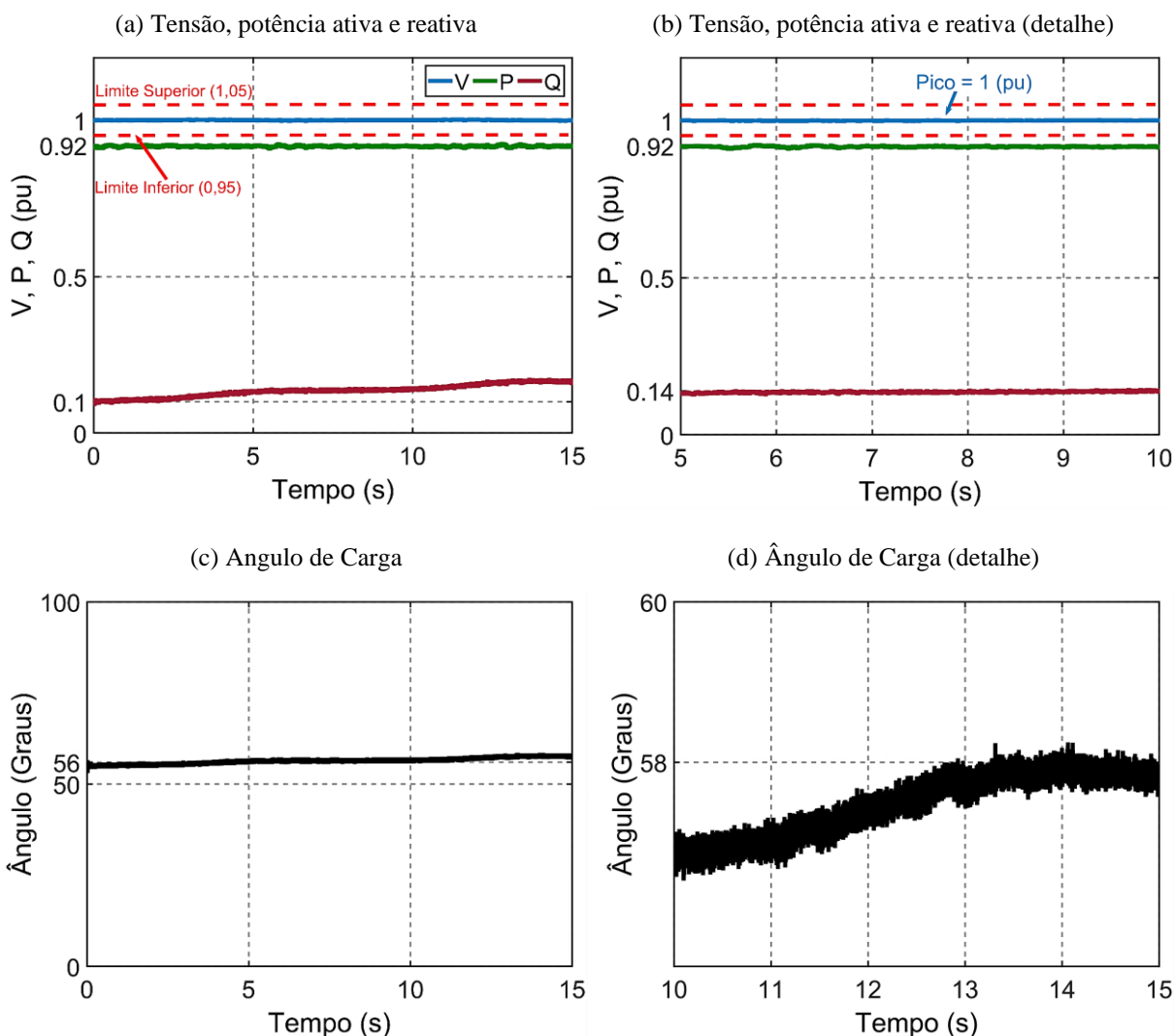


Figura 6.15: Caso 2 – gerador síncrono (hidrelétrica).



Os resultados relativos às barras do sistema são mostrados na [Figura 6.16](#) (Barra 1), [Figura 6.17](#) (Barra 2), [Figura 6.18](#) (Barra 3), [Figura 6.19](#) (Barra 4), [Figura 6.20](#) (Barra 5) e

**Figura 6.21** (Barra 6). É nítido notar que o comportamento do parque eólico impôs alterações nas condições de operação do sistema. Na ausência de potência ativa do parque eólico, a rede (barra *Slack*) age rapidamente suprindo a potência necessária para manter a alimentação das cargas e o equilíbrio do sistema.

O evento implicou em alterações nos níveis de potência reativa do sistema, ocasionando também leves alterações nas tensões das barras 1, 2, 3, 4 e 5, mas com um desvio médio de apenas cerca de 0,23 %, o que não comprometeu os níveis (Limites marcados em vermelho nos gráficos).

Para uma melhor ênfase nos resultados, todos os gráficos possuem um detalhamento (*Zoom*) no período de maior importância do evento que ocorreu entre 5 e 10 segundos.

Figura 6.16: Caso 2 – barra 1.

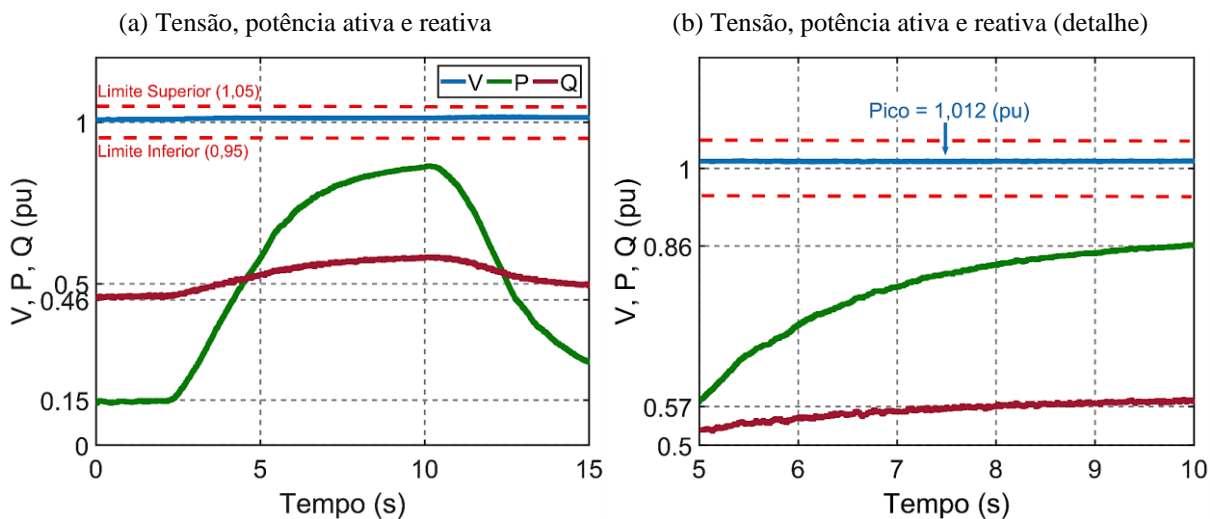


Figura 6.17: Caso 2 – barra 2.

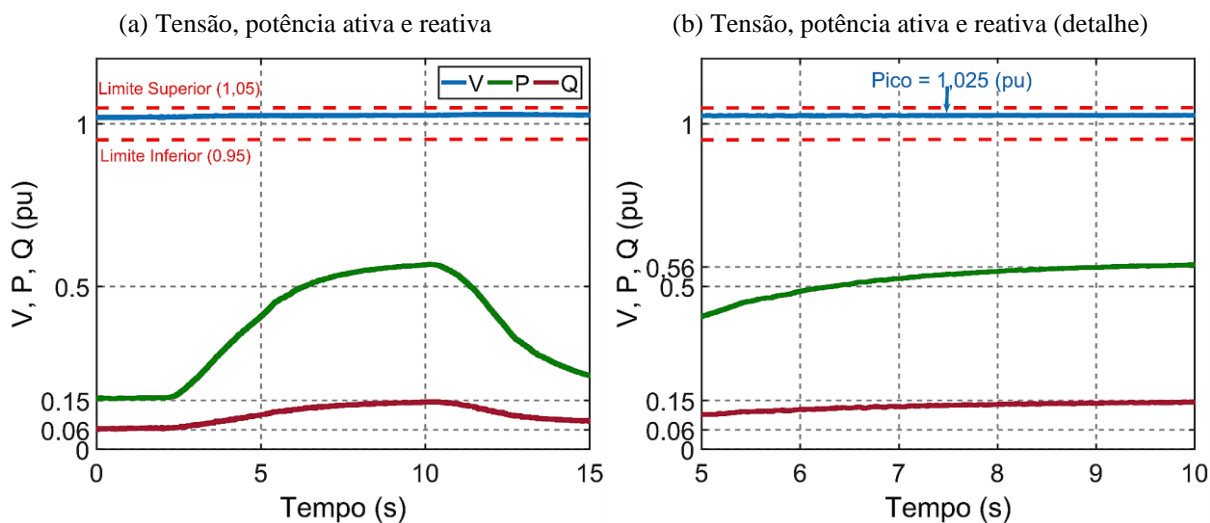


Figura 6.18: Caso 2 – barra 3.

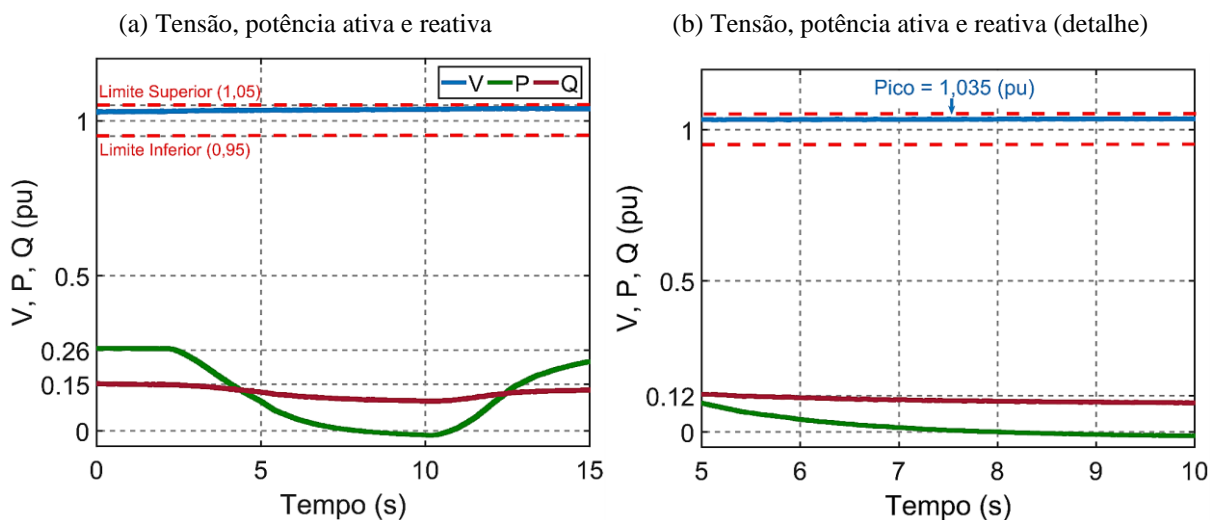


Figura 6.19: Caso 2 – barra 4.

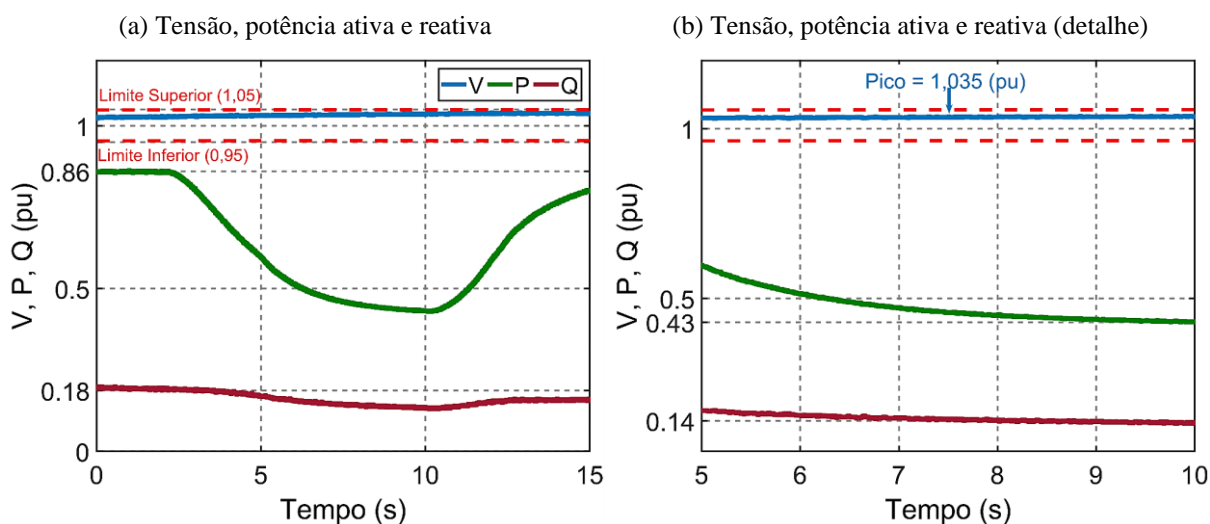


Figura 6.20: Caso 2 – barra 5.

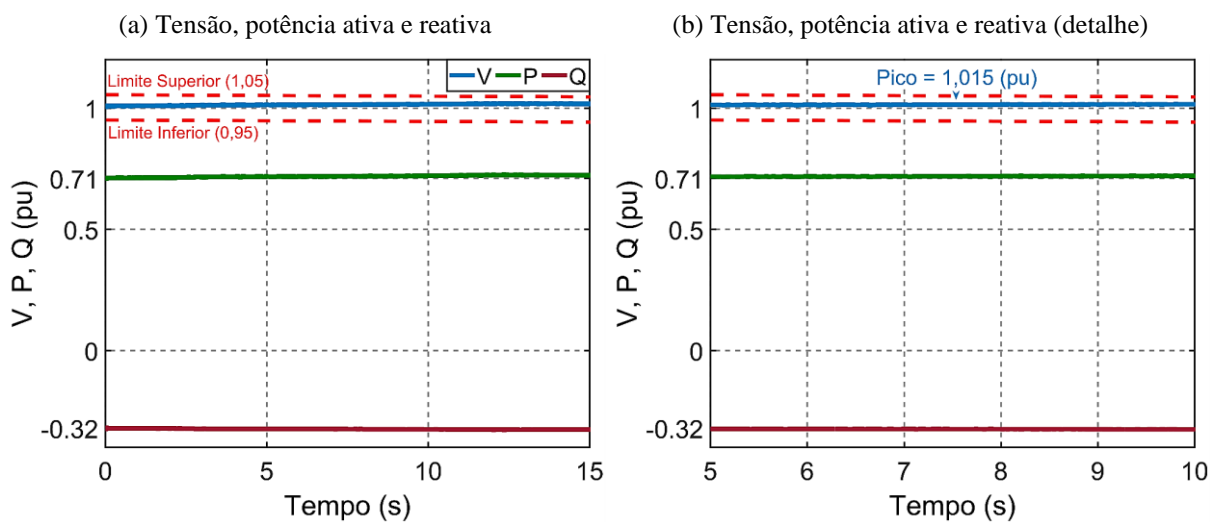
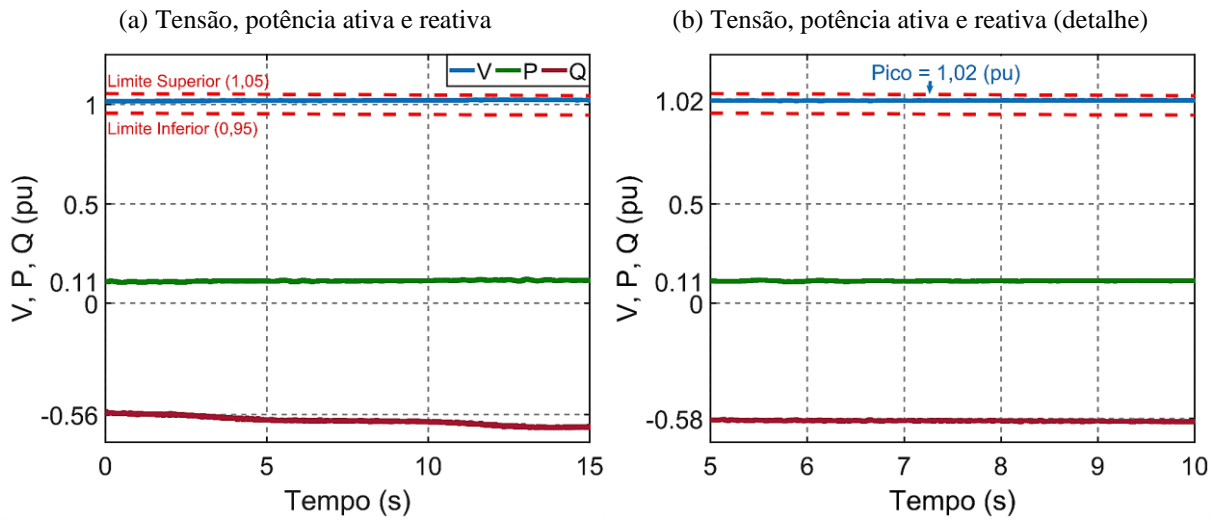
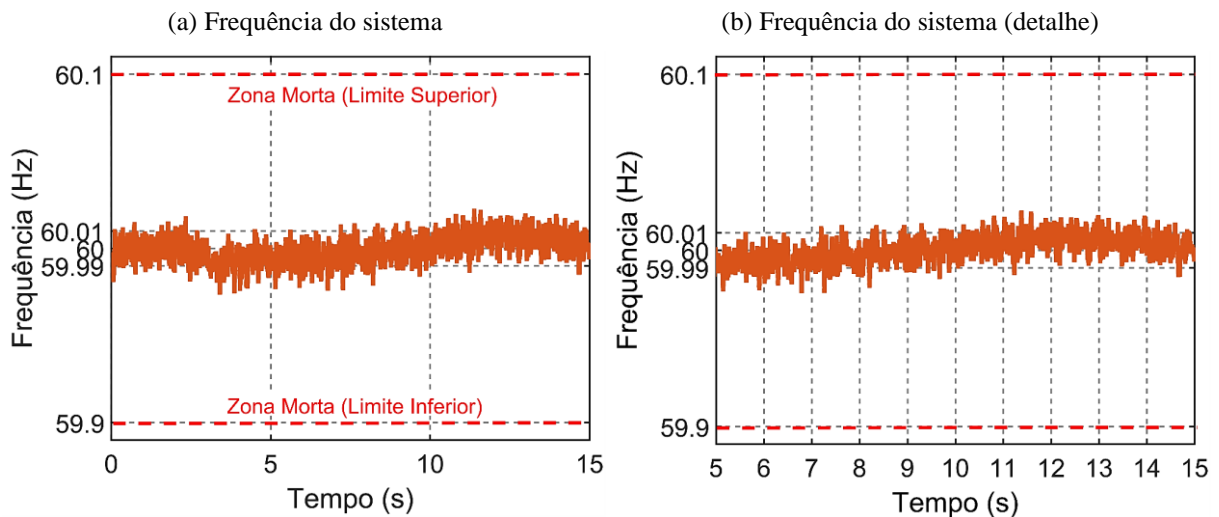


Figura 6.21: Caso 2 – barra 6.



Torna-se também importante analisar o comportamento da frequência do sistema, sendo esta apresentada na [Figura 6.22](#). Como se pode observar, o sistema está operando dentro da normalidade. Embora perceba-se alguma oscilação para fora dos limites de regime permanente (vistos na [Seção 6.2](#)), a variação de potência do parque eólico não causou nenhum comprometimento na frequência do sistema, mantendo-se comportada dentro dos limites marcados em vermelho nos gráficos, conforme normatizado pelo ONS [12].

Figura 6.22: Caso 2 – frequência do sistema.

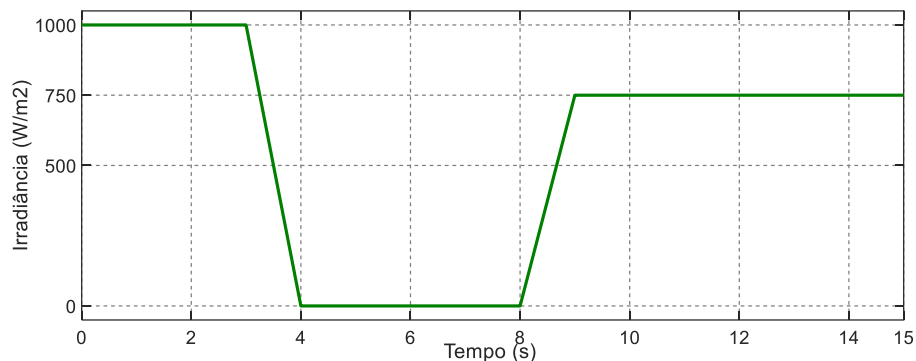


### 6.4 Caso 3: Variação de Potência na Usina Solar

Agora, apresenta-se estudo do comportamento do sistema frente as variações de potência ocorridas na usina solar. Para este caso, há um evento de variação de irradiância como

apresentado na [Figura 6.23](#) enquanto a temperatura é mantida constante. O parque eólico operou nas mesmas condições de regime permanente, ou seja, velocidade 15 m/s sem oscilações.

Figura 6.23: Curva da irradiância para o caso 3.



Os resultados dos geradores do sistema são apresentados na [Figura 6.24](#), [Figura 6.25](#) e [Figura 6.26](#). Este caso foi menos agressivo que o anterior, apresentando impactos apenas na variação de potência da usina solar. Em caso de eventos de duração mais longa, pode-se esperar que a barra 1 (*slack*) também possa atuar compensando a queda de potência da usina solar.

Figura 6.24: Caso 3 - tensão, potência ativa e reativa (parque eólico).

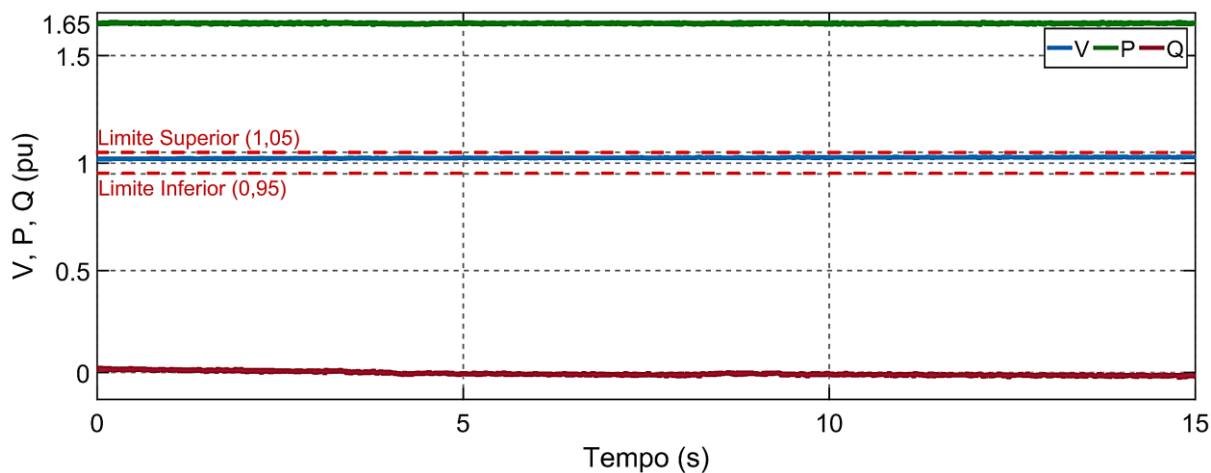


Figura 6.25: Caso 3 – tensão, potência ativa e reativa (usina solar).

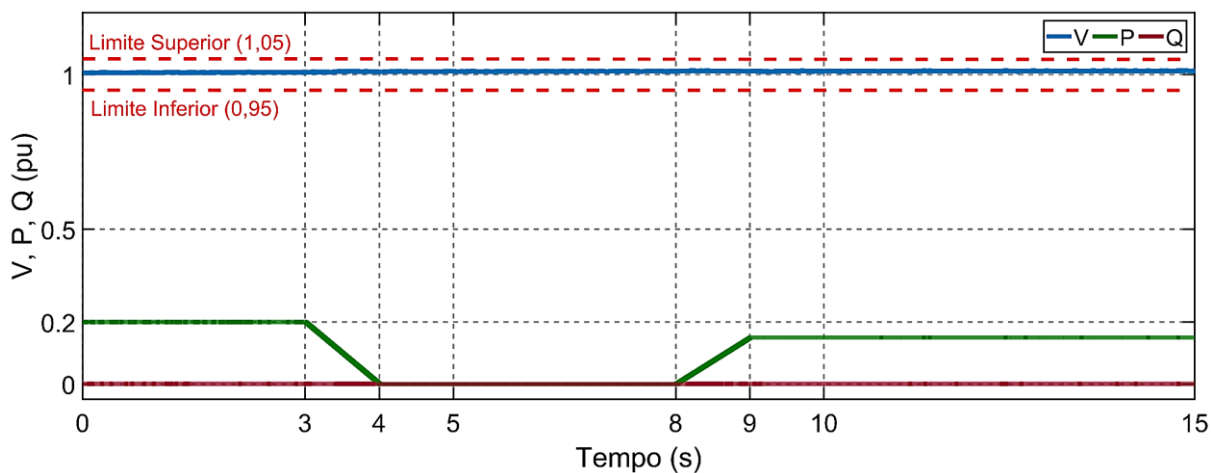
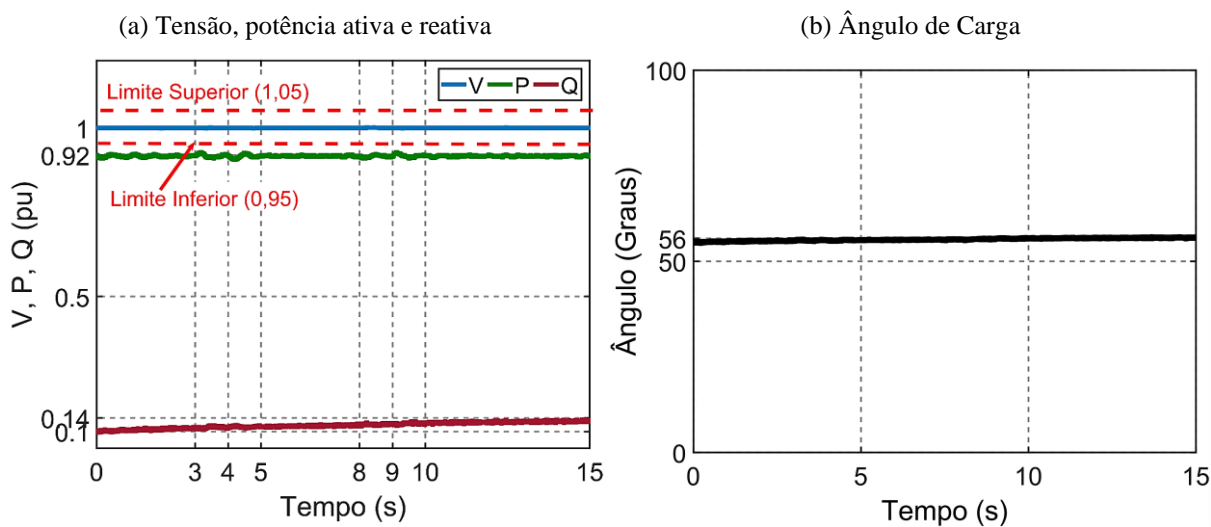


Figura 6.26: Caso 3 – gerador síncrono (hidrelétrica).



Os resultados relativos às barras do sistema são mostrados na [Figura 6.27](#) (Barra 1), [Figura 6.28](#) (Barra 2), [Figura 6.29](#) (Barra 3), [Figura 6.30](#) (Barra 4), [Figura 6.31](#) (Barra 5) e [Figura 6.32](#) (Barra 6).

Figura 6.27: Caso 3 – tensão, potência ativa e reativa (barra 1).

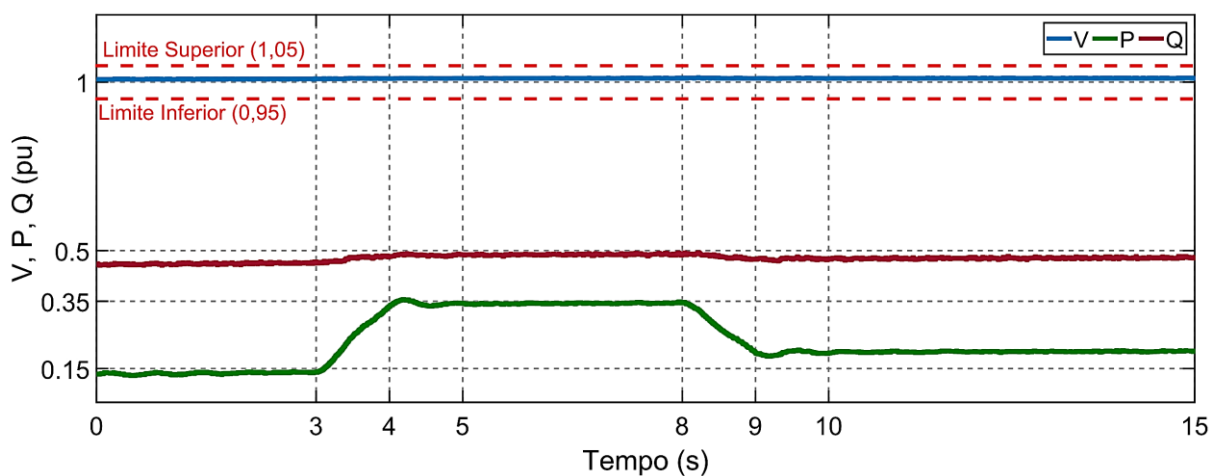


Figura 6.28: Caso 3 – tensão, potência ativa e reativa (barra 2).

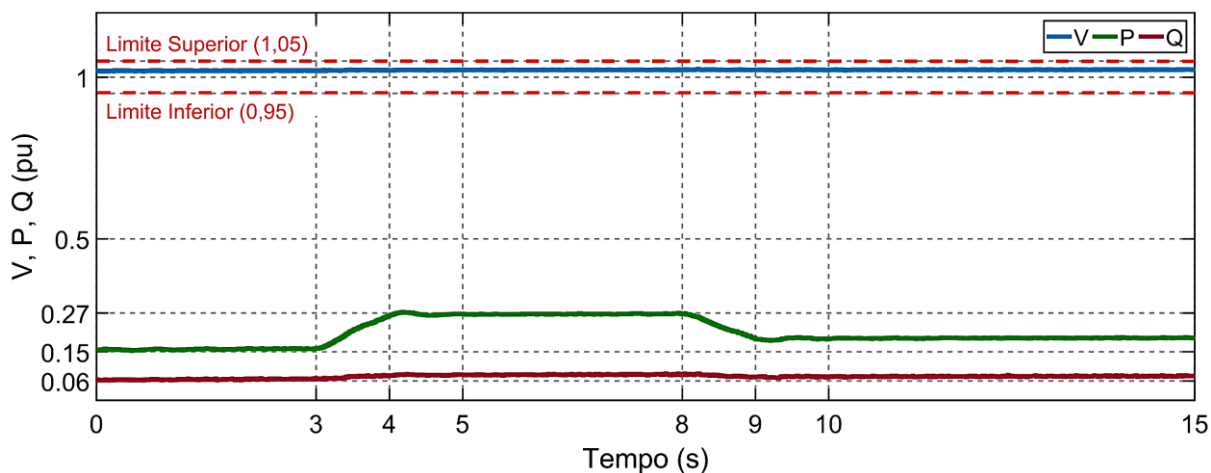


Figura 6.29: Caso 3 – tensão, potência ativa e reativa (barra 3).

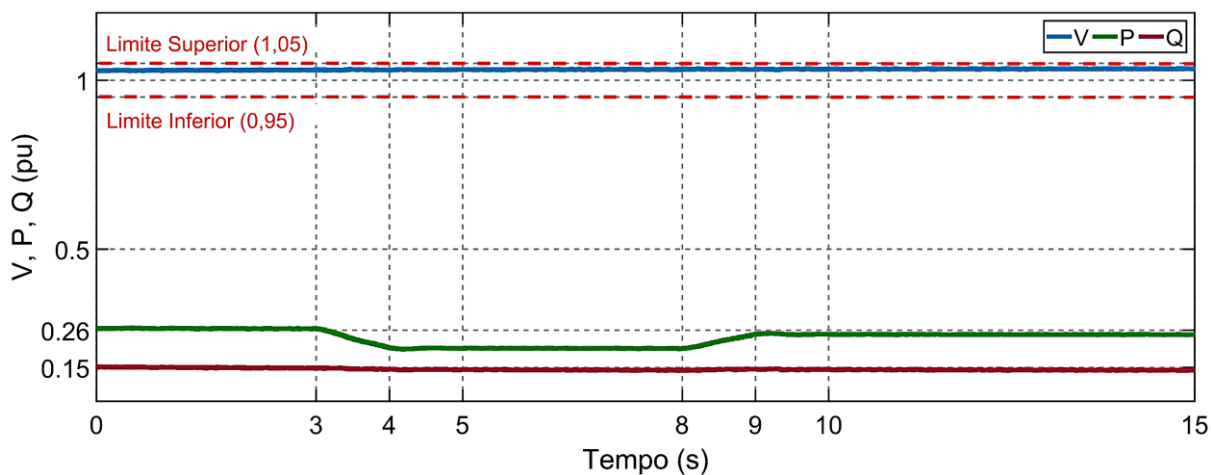


Figura 6.30: Caso 3 – tensão, potência ativa e reativa (barra 4).

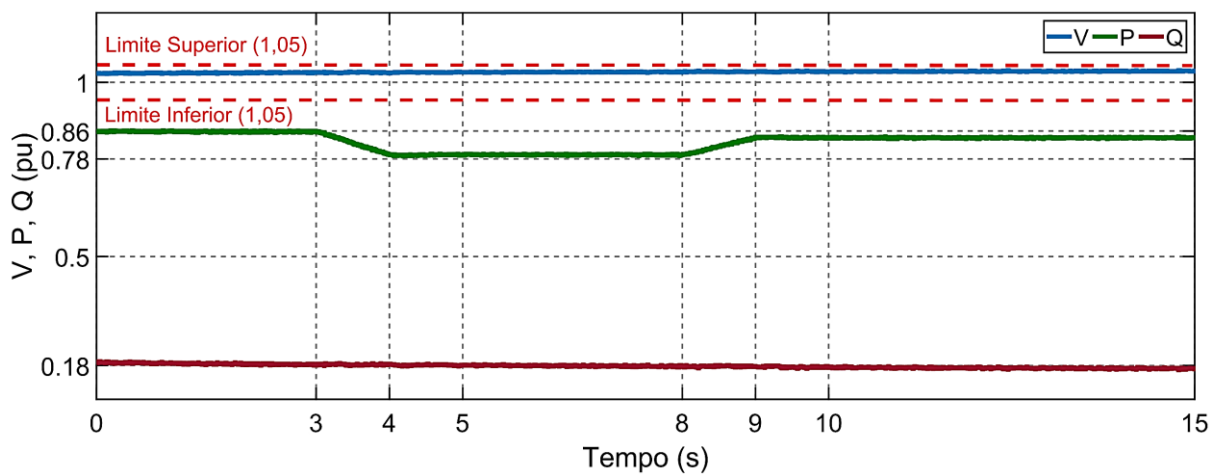


Figura 6.31: Caso 3 – tensão, potência ativa e reativa (barra 5).

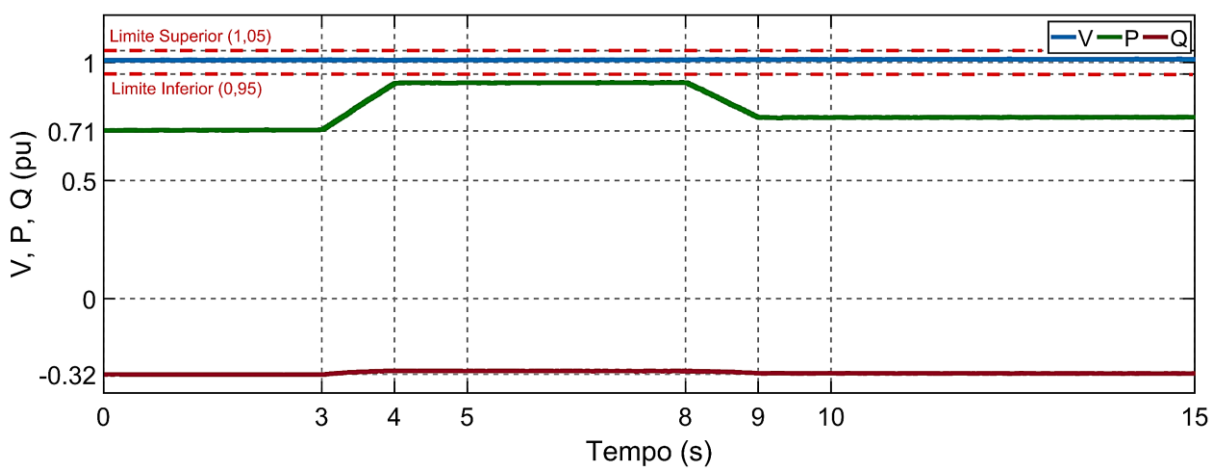
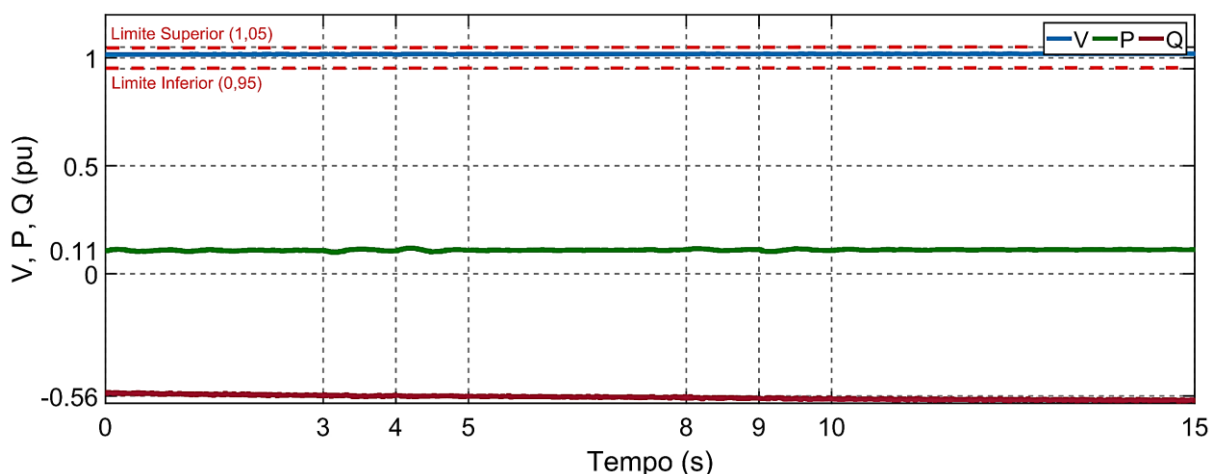


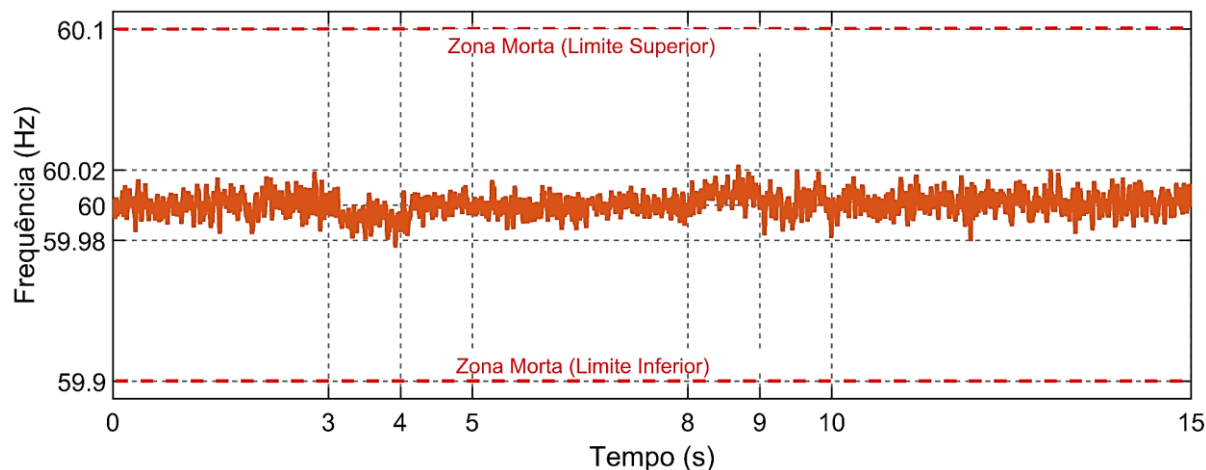
Figura 6.32: Caso 3 – tensão, potência ativa e reativa (barra 6).



Também quanto às barras do sistema não foi observada nenhuma proporção de variação da tensão. As variações de potência ativa são mais expressivas uma vez que, como no caso anterior ([Seção 6.3](#)), na saída de geração do sistema, a rede compensa os níveis para manter o balanço do sistema. Foi observado que os impactos da variação de potência na usina solar foram menores do que as do parque eólico. Ocorre que a geração solar possui relação apenas de 6,85 % da potência do sistema, correspondendo a cerca de aproximadamente 12 % da geração eólica. Portanto ao se comparar os casos 2 e 3 constata-se que, sendo maior a potência nominal do gerador, ao ocorrerem variações de potência motivadas por fatores climáticos, será também maior seu impacto na estabilidade do sistema.

Em relação à frequência, apresentada na [Figura 6.33](#), o sistema operou dentro da normalidade (limites marcados em vermelho nos gráficos) [12]. Esperava-se que os limites não fossem extrapolados uma vez que a variação de potência, como explicado anteriormente, não é de grandes proporções, tendo tal expectativa sido confirmada.

Figura 6.33: Caso 3 – frequência do sistema



## 6.5 Caso 4: Falta Trifásica nos Terminais do Parque Eólico

Na presente seção foi considerada uma falta trifásica simétrica, equilibrada, envolvendo a terra nos terminais do parque eólico da barra 4. O evento foi transitório, inserido aos 3 segundos e eliminado aos 3.1 segundos (Duração de 100 milissegundos, 6 ciclos na frequência de 60 Hz). A geração eólica e solar pré-falta mantiveram-se nos mesmos padrões da [Seção 6.2](#), tal como empregado em estudos de transitórios eletromecânicos e de estabilidade de SEP [129].

Primeiramente, serão analisados os resultados relativos aos geradores do sistema. No parque eólico ([Figura 6.34](#)), na usina solar ([Figura 6.35](#)) e na hidrelétrica ([Figura 6.36a](#)), percebe-se a ocorrência do que o ONS denomina Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD), conforme a [Tabela E. 2](#), e classifica como Afundamento Momentâneo da Tensão (AMT) [12]. Ou seja, distúrbio em que o valor da tensão se encontra em  $\geq 0,1$  pu e  $\leq 0,9$  pu com intervalo de duração  $\geq 1$  ciclo e  $\leq 3$  s. A linha vermelha pontilhada, mostra o limite superior (1,05) e inferior (0,95) dentre do qual a tensão precisa permanecer [12].

Neste caso, verificou-se o maior afundamento da tensão no parque eólico, como era esperado. Todos os geradores retomaram à condição de regime em cerca de 2 segundos após o surto. Conforme normatizado pelos procedimentos de rede, a geração eólica e solar devem evitar o desligamento por instabilidade da tensão, ou seja, devem continuar operando dentro dos limites estabelecidos pela curva LVRT observada na [Figura E. 3](#). Todas as curvas de tensão permaneceram dentro das zonas permitidas e nenhuma das centrais geradoras foi desligada.

O ângulo do gerador síncrono, ilustrado na [Figura 6.36c](#), também oscilou, retornando à posição original pré-falta.

Figura 6.34: Caso 4 - parque eólico.

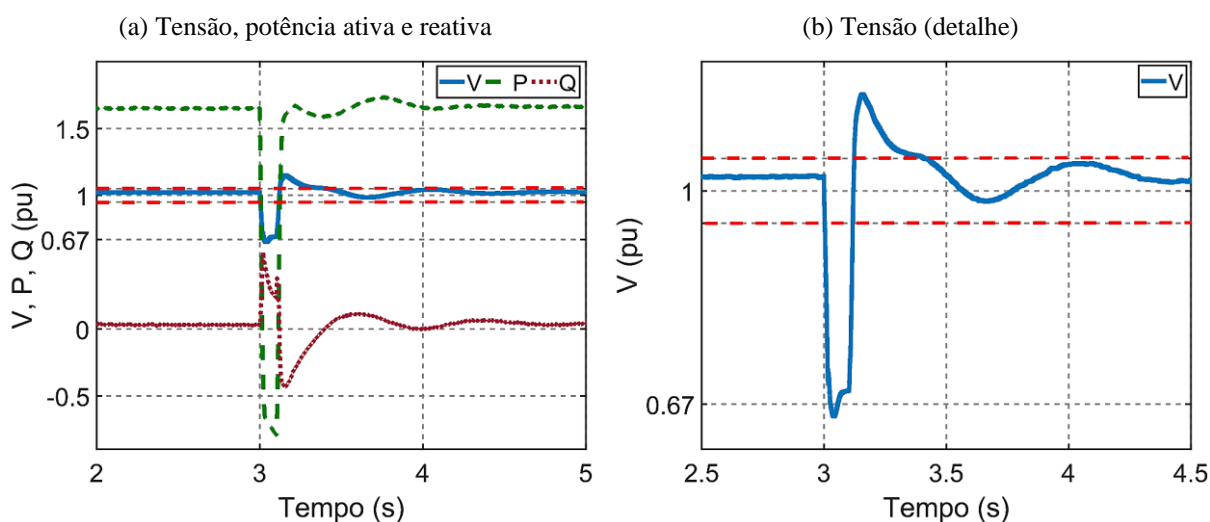


Figura 6.35: Caso 4 – usina solar.

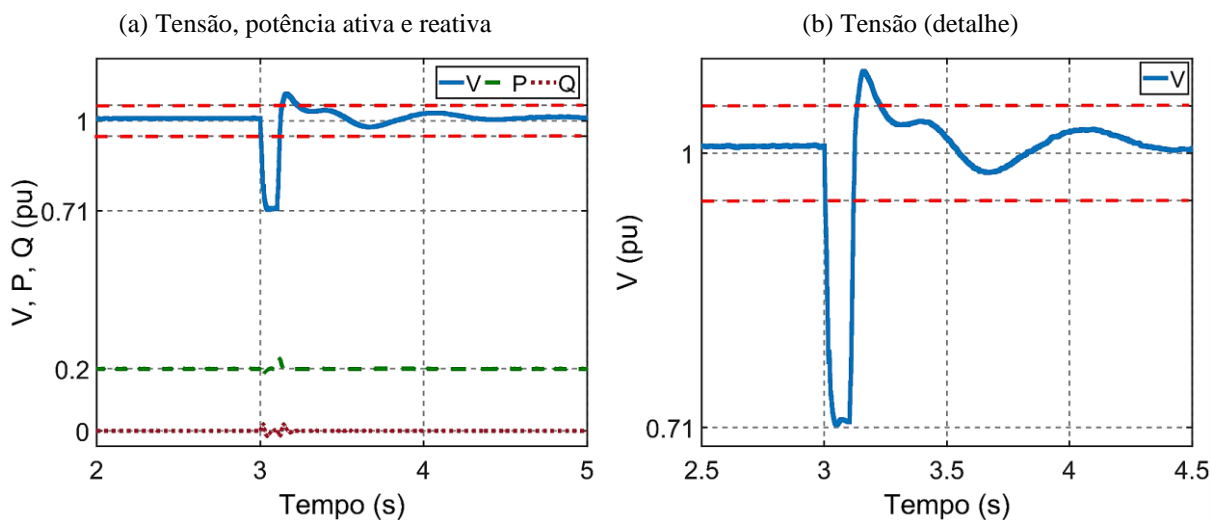
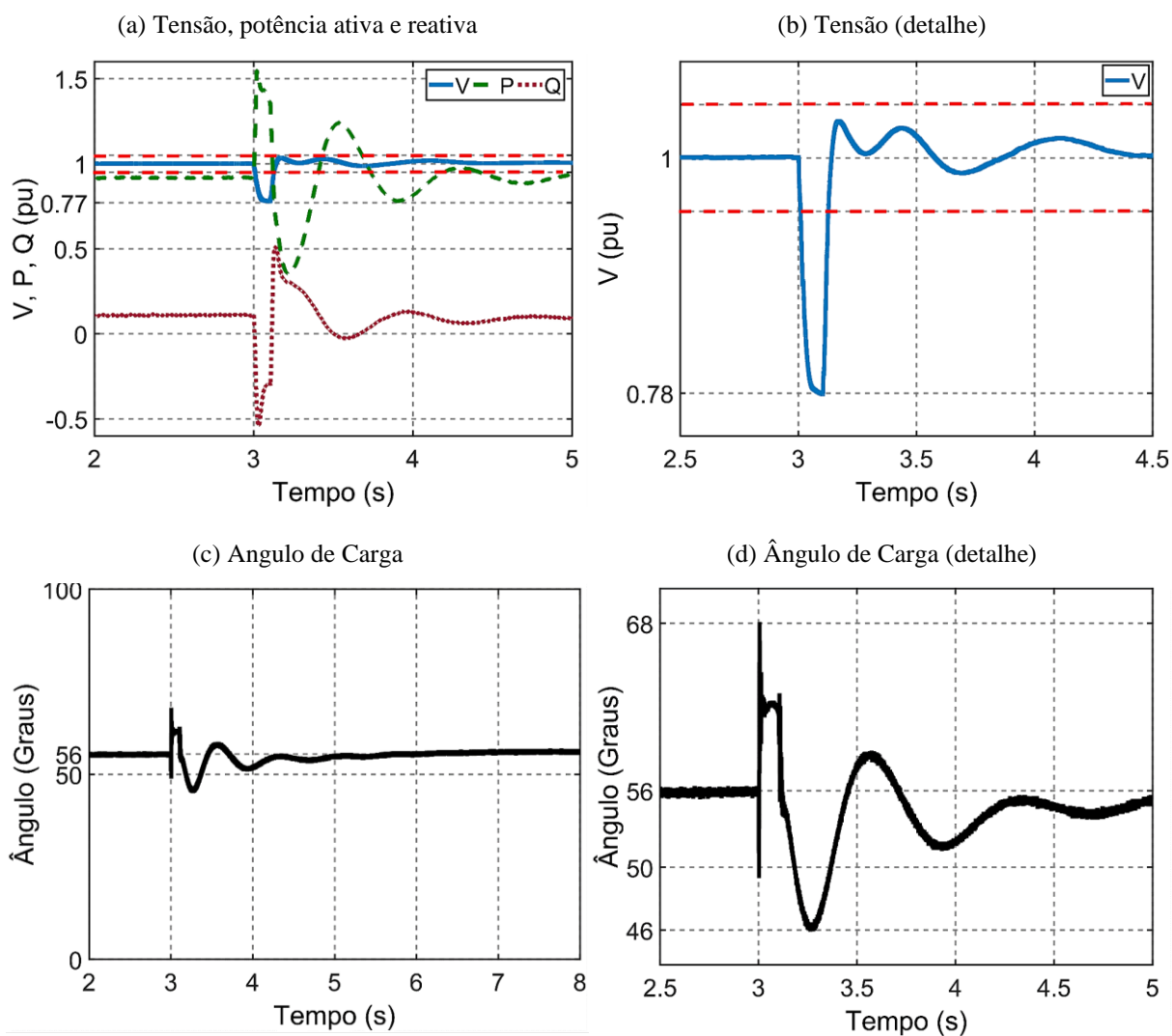


Figura 6.36: Caso 4 – gerador síncrono (hidrelétrica).



Os resultados relativos às barras do sistema são mostrados na [Figura 6.37](#), [Figura 6.38](#), [Figura 6.39](#), [Figura 6.40](#), [Figura 6.41](#) e [Figura 6.42](#).

Figura 6.37: Caso 4 – barra 1.

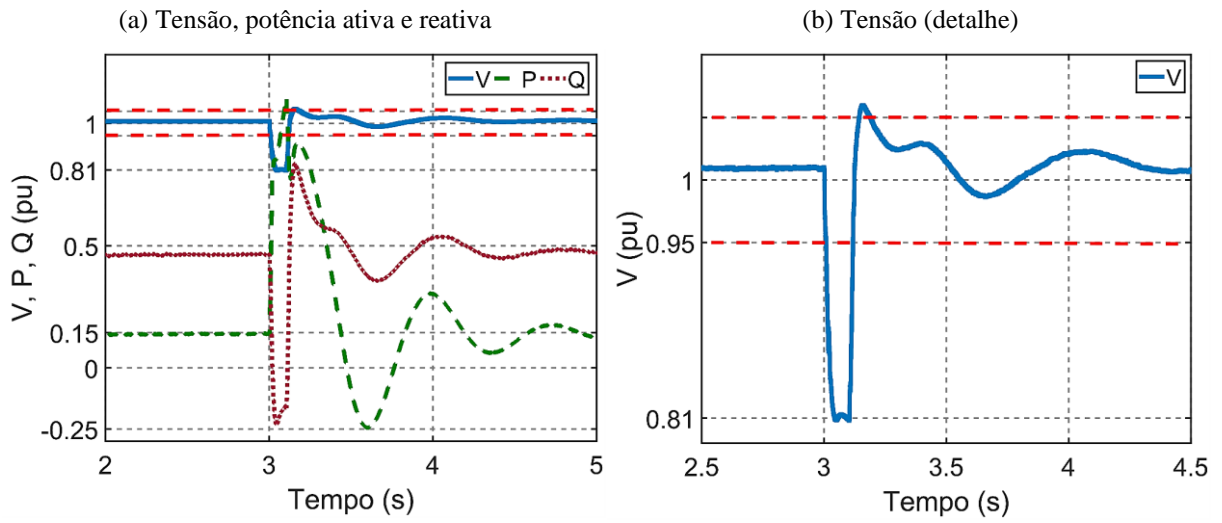


Figura 6.38: Caso 4 – barra 2.

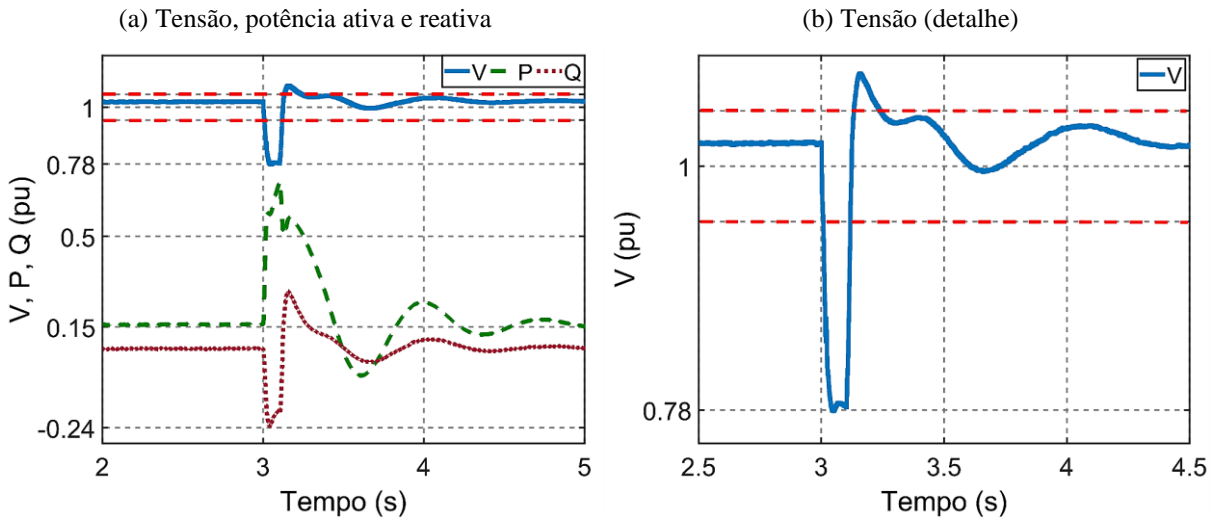


Figura 6.39: Caso 4 – barra 3.

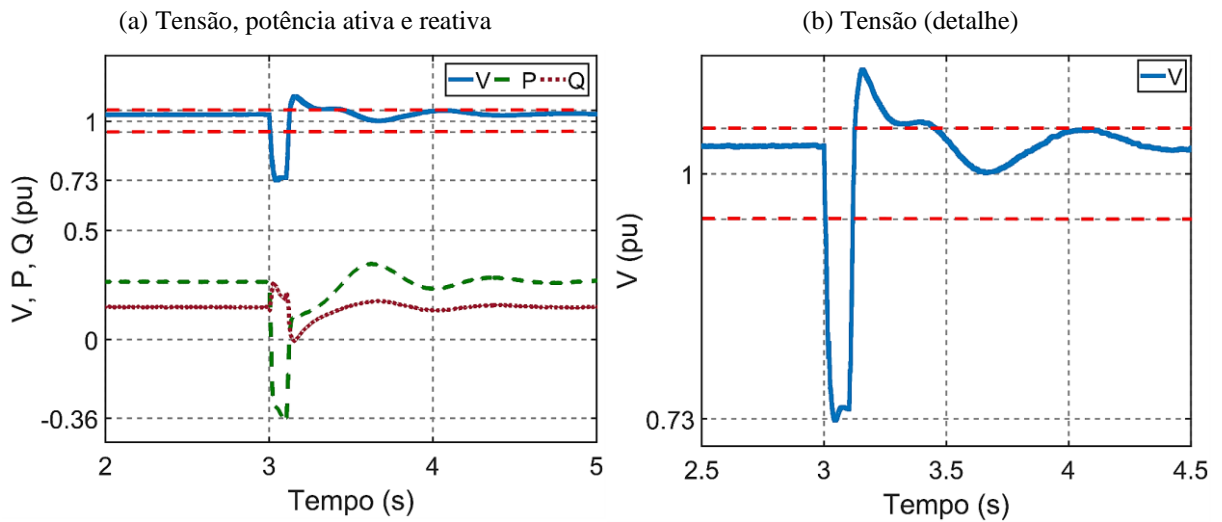


Figura 6.40: Caso 4 – barra 4.

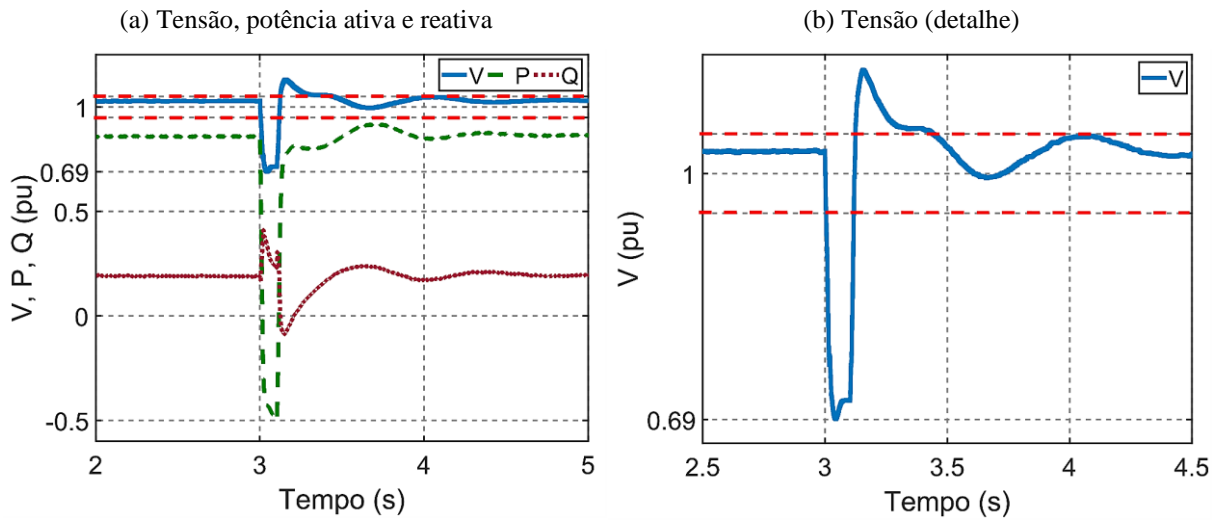


Figura 6.41: Caso 4 – barra 5.

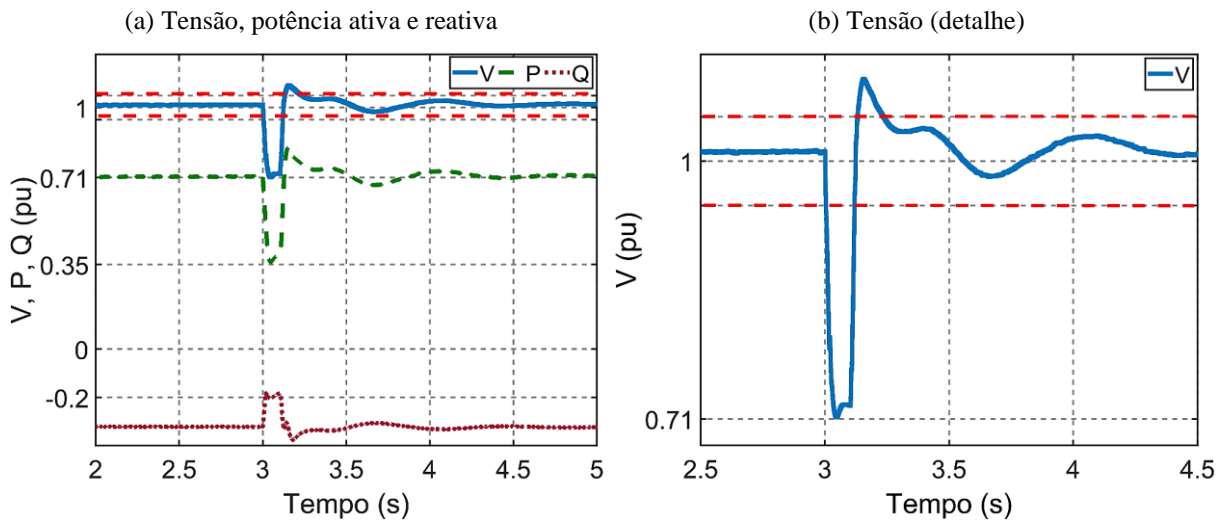
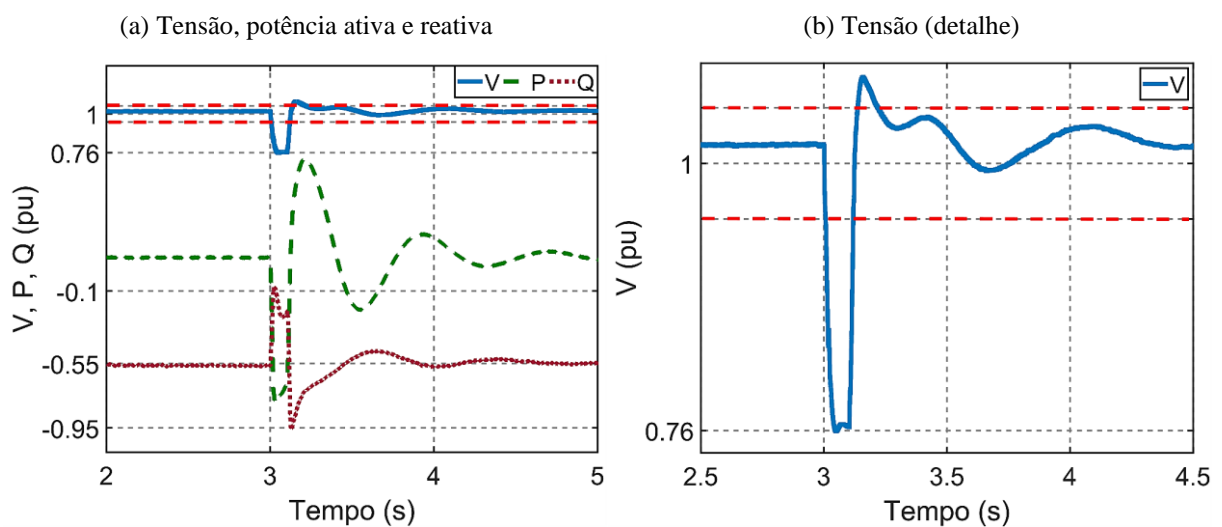


Figura 6.42: Caso 4 – barra 6.

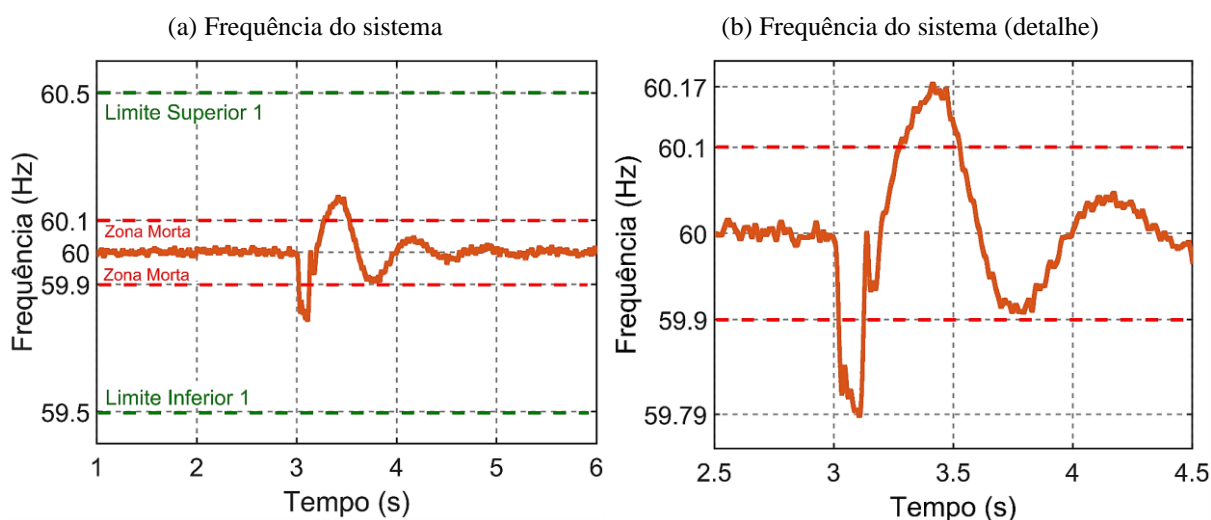


Assim como nos geradores, houveram impactos no sistema de forma geral. Os AMT mais expressivos ocorreram nas barras mais próximas ao curto-circuito, sendo justificado pela

influência das impedâncias das linhas de transmissão. Em todas as barras houveram afundamentos de tensão muito mais severos do que os eventos analisados anteriormente, porém de magnitude e duração inferior ao tempo de ação do sistema de proteção, o que levaria à interrupção do serviço. Questões relacionadas às interações entre às fontes de geração eólica e solar e o sistema de proteção devem de igual modo serem observadas, porém maiores detalhes neste sentido estão fora do escopo desta dissertação. Verifica-se que todas as variáveis analisadas, logo após a extinção do curto-circuito, retornaram à condição normal em cerca de 2 segundos (120 ciclos) após um curto regime oscilatório, concluindo-se que o sistema é robusto e apresenta estabilidade transitória.

Finalmente, a frequência do sistema é apresentada na [Figura 6.43](#), onde nota-se que a severidade da falta não impôs grandes transtornos ao sistema. A amplitude da frequência ultrapassou os limites de Banda Morta em apenas cerca de 0,12 % para mais e 0,18 % para menos, estando distante extrapolar os limites tanto em relação às barras (Vide [Tabela E. 1](#)) quanto em relação aos requisitos de operação dos geradores (Vide [Figura E. 1](#) e [Figura E. 2](#)).

Figura 6.43: Caso 4 – frequência do sistema.



## 6.6 Caso 5: Rejeição de Carga na Barra 5

Um cenário de rejeição de carga também foi abordado onde a carga contida na barra 5 parametrizada em 90 MW e 30 Mvar (Vide [Figura 5.5](#)) foi retirada do sistema temporariamente. O chaveamento ocorreu aos 3 segundos com duração de 100 ms. A geração eólica e solar foram mantidas constantes, nos mesmos padrões, tal como descrito inicialmente ([Seção 6.2](#)).

Observa-se um evento de maior perturbação no sistema, em se comparando com os casos [1](#), [2](#) e [3](#), porém, de menor intensidade que o caso [4](#). A carga retirada do sistema corresponde a uma proporção de cerca de 23 % do nível de carregamento, sendo bastante significativa sua participação no balanço do mesmo.

No parque eólico ([Figura 6.44](#)), ocorreu uma Elevação Momentânea da Tensão (EMT): distúrbio em que o valor da tensão chega a ser  $>$  que 0,1 pu com intervalo  $\geq 1$  ciclo e  $\leq 3$  s ([Tabela E. 2](#)). Na usina solar ([Figura 6.45](#)) ocorre o mesmo. Já na hidrelétrica ([Figura 6.46a](#)), o nível de variação não é expressivo, nem mesmo extrapolando dos limites de condição normal. O ângulo de carga do gerador síncrono ([Figura 6.46c](#)), se estabilizou rapidamente, retornando à posição original ( $56^\circ$ ).

A magnitude do distúrbio não impôs grandes perturbações a ponto de comprometer os níveis normais de operação dos geradores conforme normatizado na curva LVRT ([Figura E. 3](#)).

Figura 6.44: Caso 5 - parque eólico.

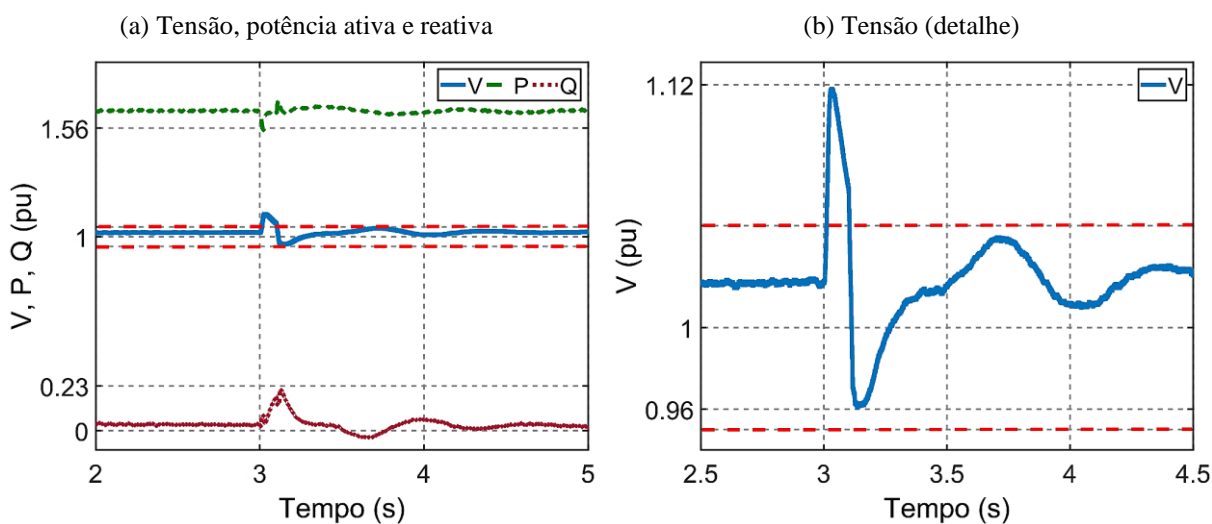


Figura 6.45: Caso 5 – usina solar.

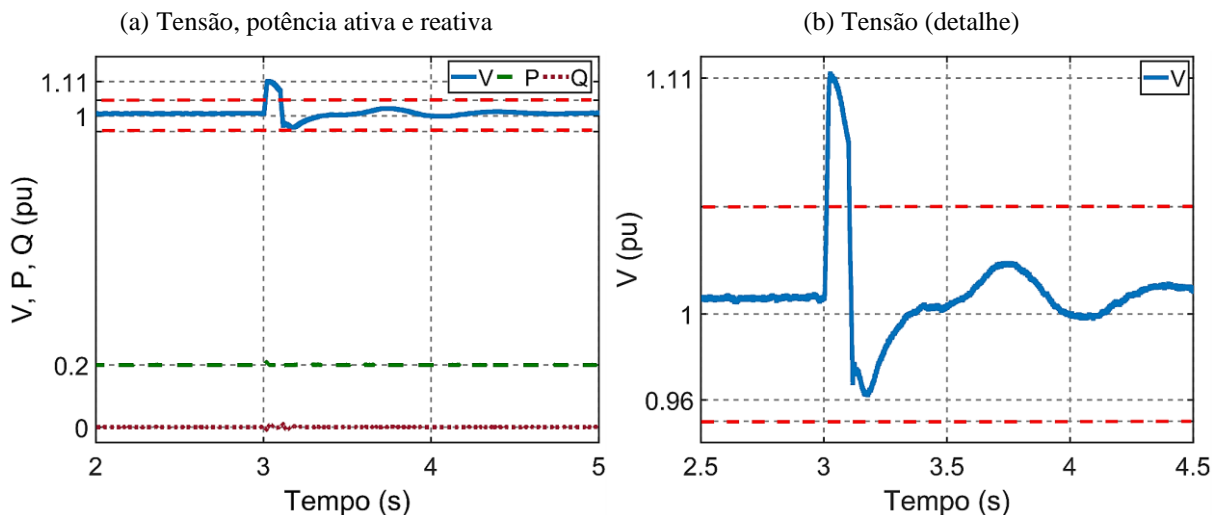
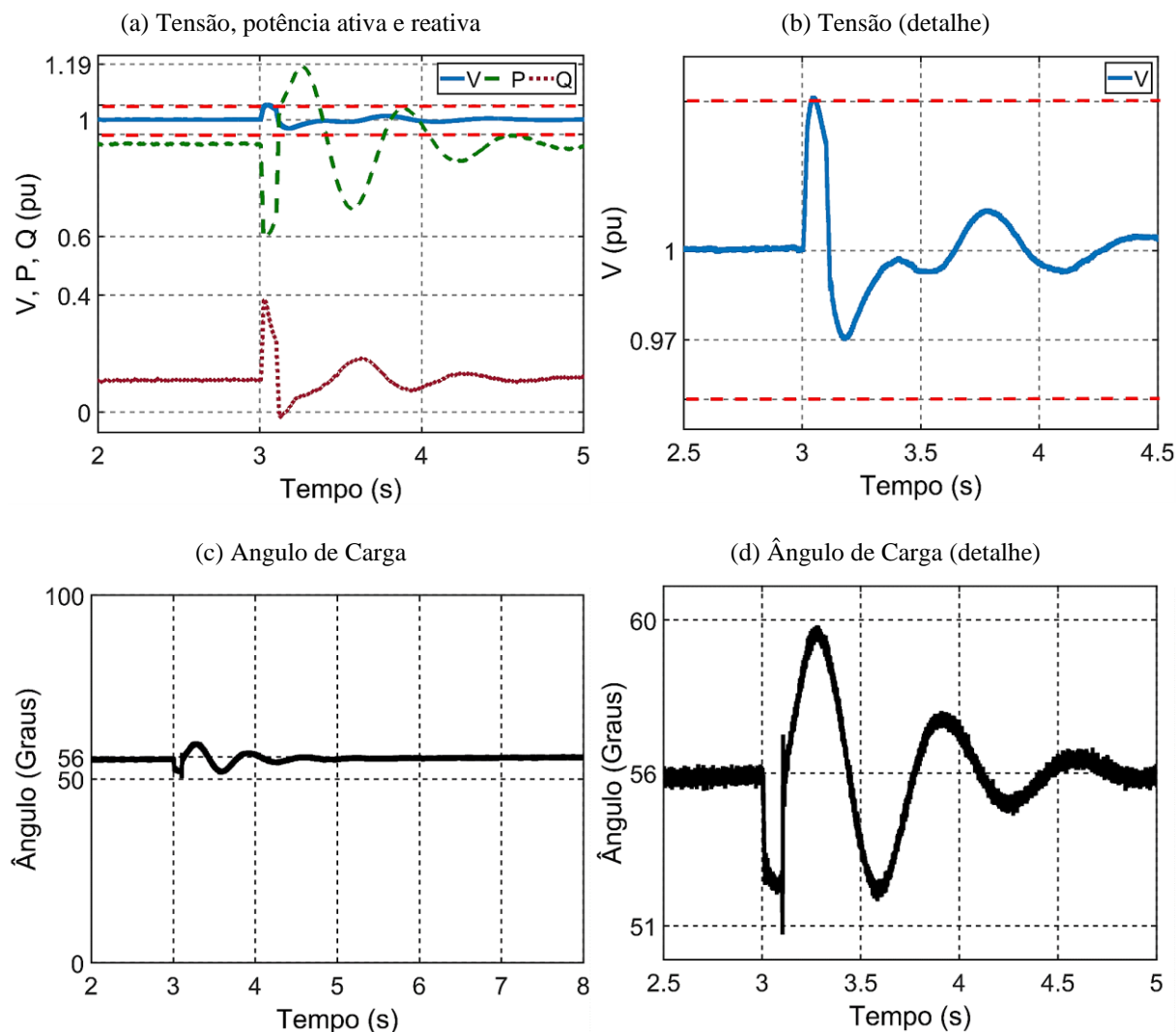


Figura 6.46: Caso 5 – gerador síncrono (hidrelétrica).



Os resultados para as barras do sistema são: [Figura 6.47](#) (Barra 1), [Figura 6.48](#) (Barra 2), [Figura 6.49](#) (Barra 3), [Figura 6.50](#) (Barra 4), [Figura 6.51](#) (Barra 5) e [Figura 6.52](#) (Barra 6).

Figura 6.47: Caso 5 – barra 1.

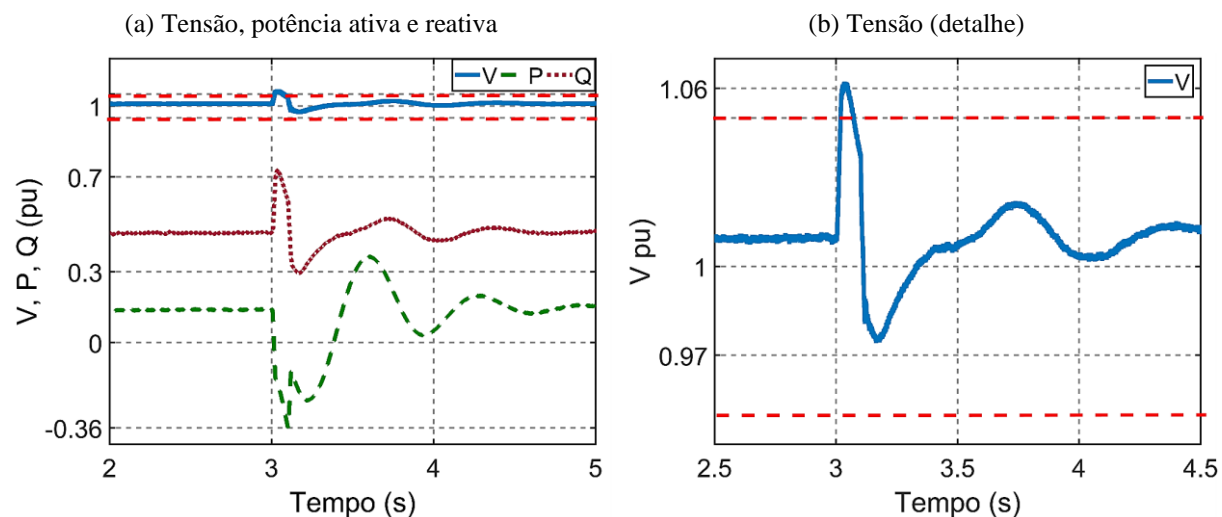


Figura 6.48: Caso 5 – barra 2.

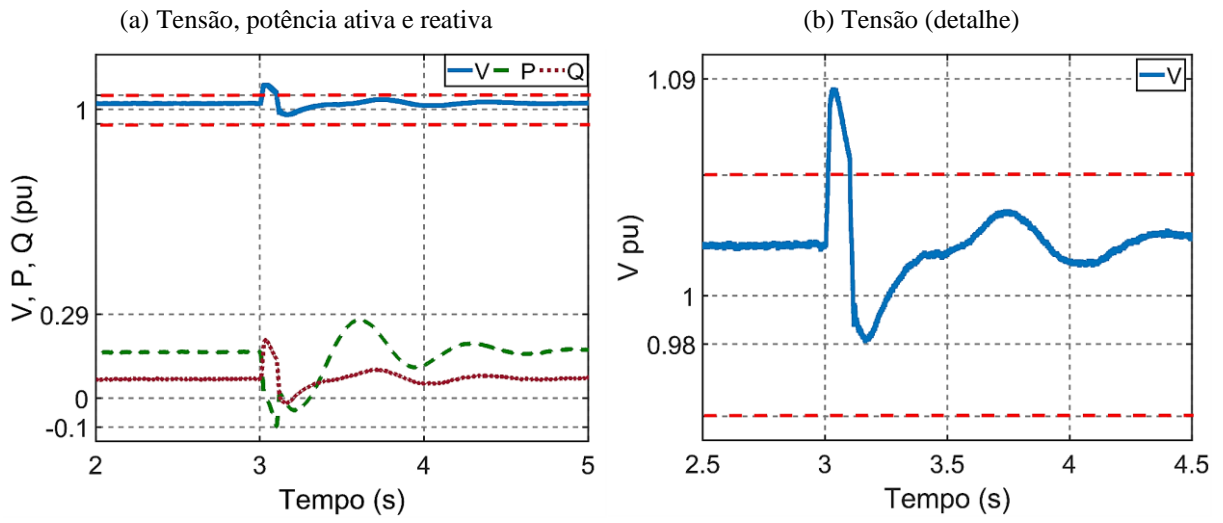


Figura 6.49: Caso 5 – barra 3.

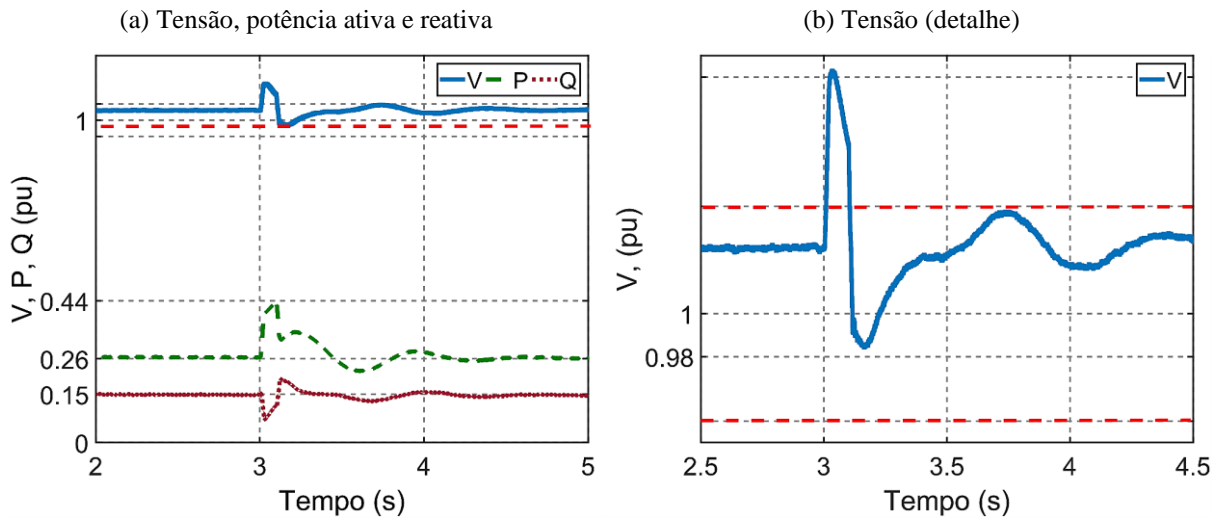


Figura 6.50: Caso 5 – barra 4.

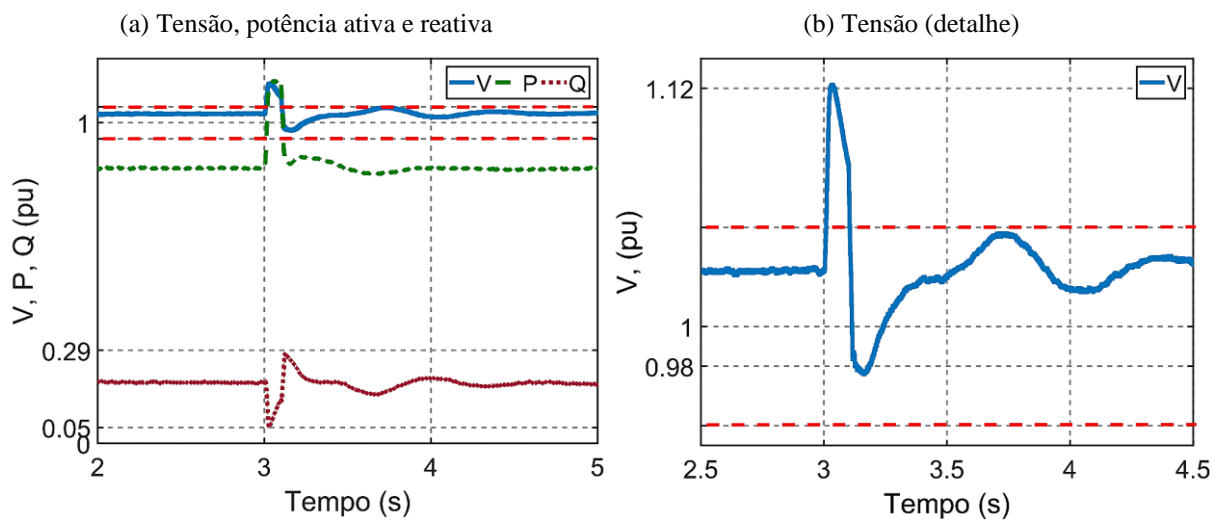


Figura 6.51: Caso 5 – barra 5.

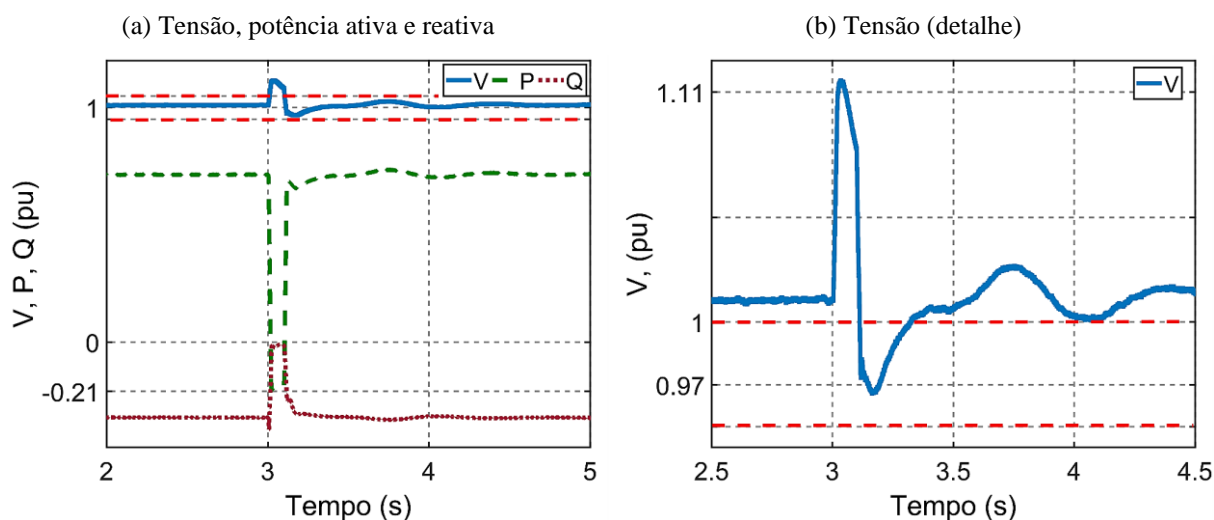
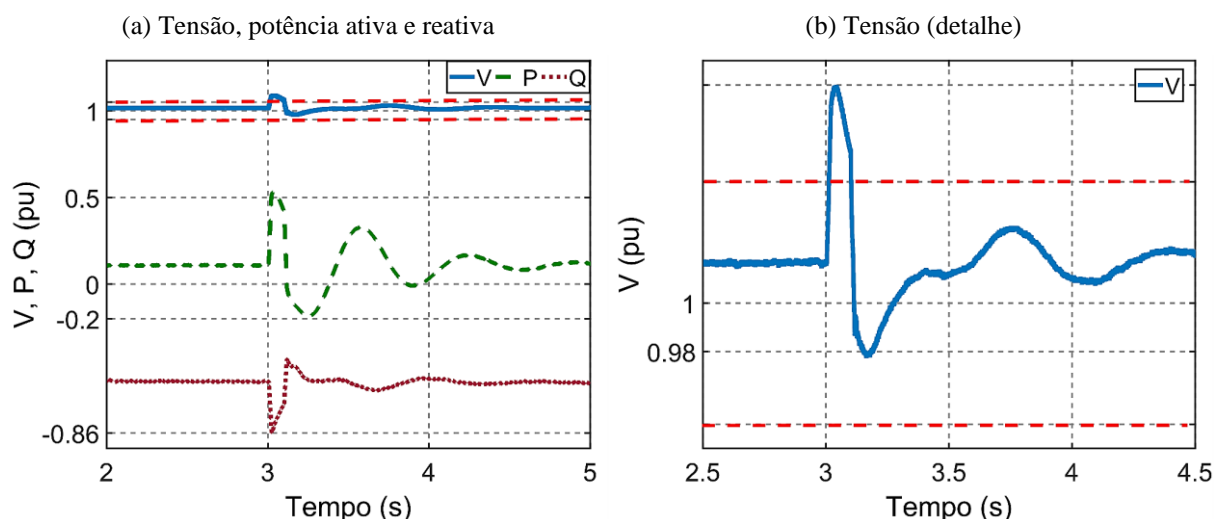


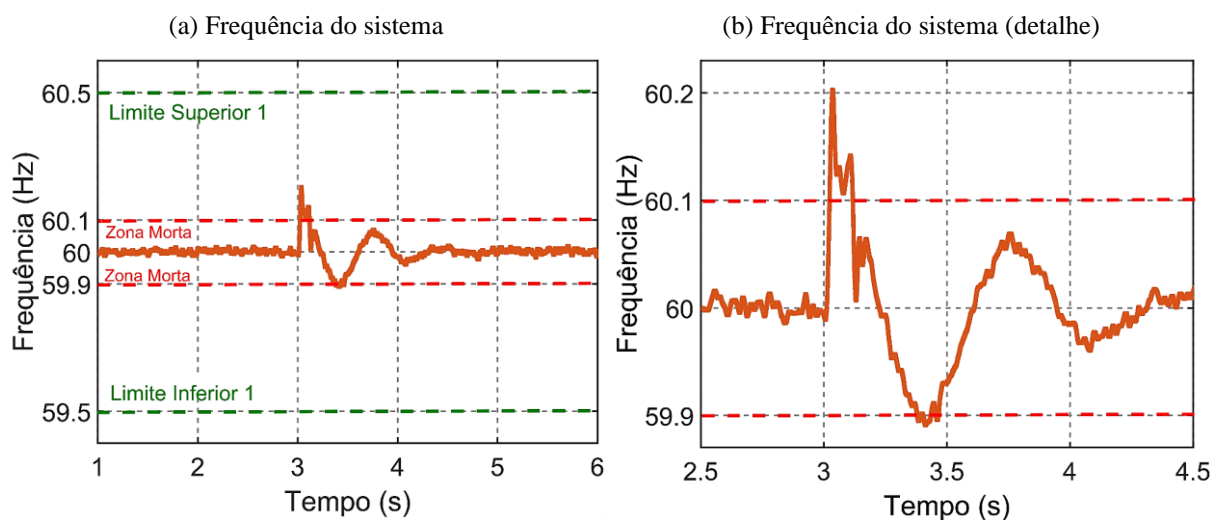
Figura 6.52: Caso 5 – barra 6.



Os impactos da saída da carga refletiram no sistema de forma geral. Todas as barras sofreram com as elevações da tensão, também de forma bastante agressiva. De forma similar ao caso 4, a severidade e tempo de duração não trariam acionamentos do sistema de proteção. O sistema retorna à condição de regime permanente em 2 segundos (120 ciclos), mostrando que o mesmo possui estabilidade transitória angular e também da tensão.

A frequência do sistema também foi impactada, porém com menor grau de comprometimento do que da ocorrência de uma falta trifásica (Figura 6.53). A taxa de variação da tensão não foi agressiva o suficiente para sair das condições da normalidade, outrora apresentados na seção anterior. De forma geral o sistema se estabiliza em cerca de 2 segundos após curto período de amortecimento como pode ser observado em todos os gráficos. Isso demonstra que o sistema possui estabilidade para casos de rejeição de carga.

Figura 6.53: Caso 5 – frequência do sistema.



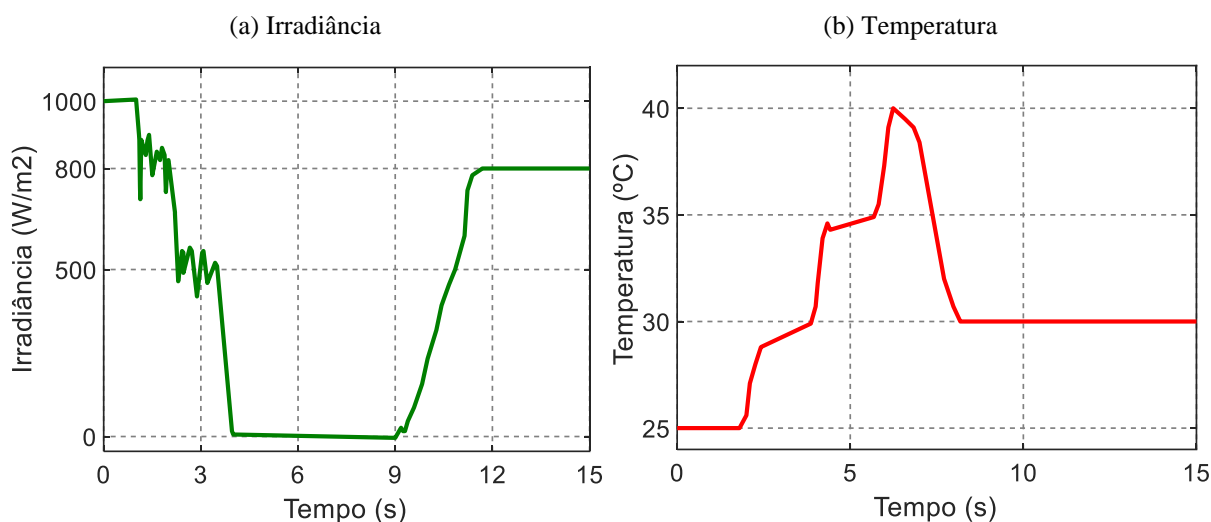
## 6.7 Caso 6: Teste do Sistema de Armazenamento Integrado à Usina Solar

Por fim, foram realizados os testes concernentes à implantação do BESS à usina solar. Os controles foram ajustados para entregar uma potência constante de 16 MW independentemente das flutuações ocorridas geração FV. O BESS é composto por baterias do tipo Li-íon sendo dimensionado para 40.000 Ah de capacidade, tensão de 1200 V. Sendo a energia total de 48 MWh e considerando que o sistema (usina solar e BESS) injeta uma potência constante de 16 MW, o BESS possui autonomia de 3 horas. Adicionalmente o BESS pode prover suporte em caso de eventos de falha do sistema FV, como perda a completa da geração.

As etapas de projeto, controle e acoplamento do BESS podem ser encontradas na [Seção 4.4](#). Os parâmetros do BESS empregados nesta simulação podem ser obtidos no [Apêndice C](#).

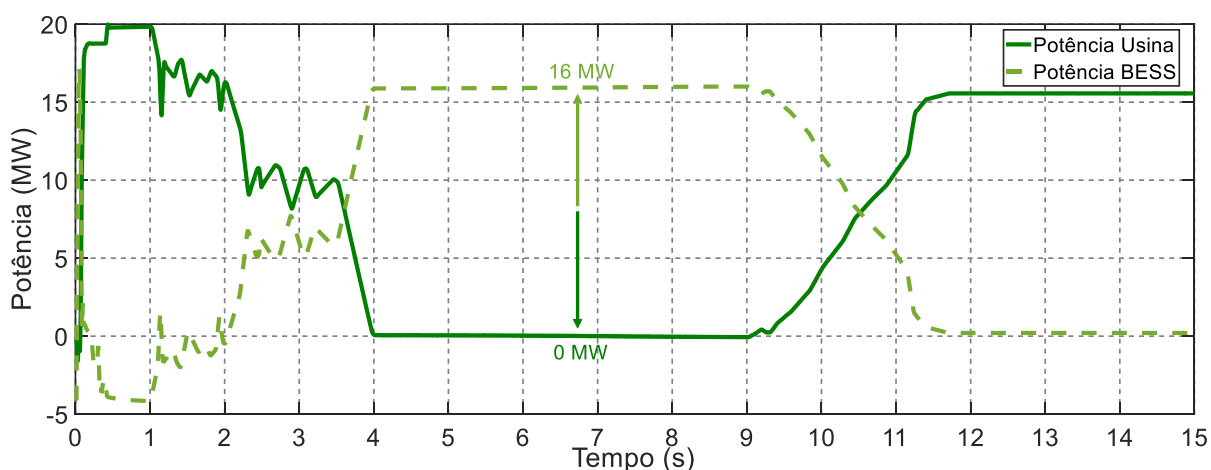
Para este caso, a geração eólica manteve-se constante, ou seja, entregando a potência nominal e não foram considerados distúrbios. As curvas empregadas na usina solar neste caso são mostradas na [Figura 6.54](#) onde pode-se observar que no início da simulação, até os 4 segundos há uma grande variação do nível de irradiância. A partir de então o valor é completamente zerado até os 9 segundos. Tal situação simula o efeito de um sombreamento total da usina, o que implica na perda completa da potência gerada. A partir de então, o calor da irradiância retoma um comportamento de crescimento, se estabilizando em  $800 \text{ W/m}^2$  até o fim da simulação.

Figura 6.54: Curvas aplicadas na usina solar.



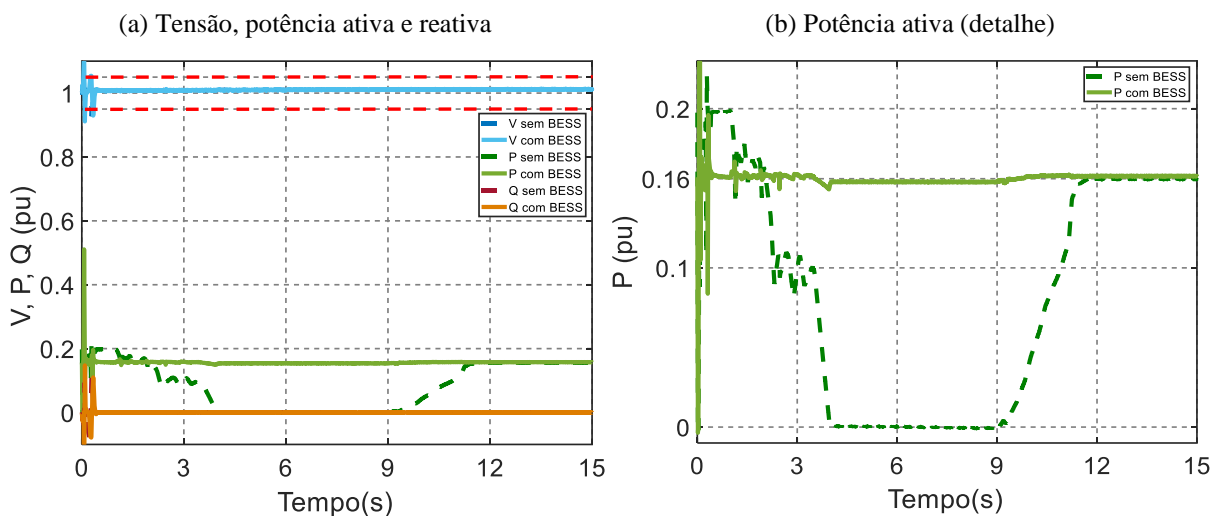
No gráfico apresentado na [Figura 6.55](#), foram plotadas as curvas de produção de energia da usina solar e de potência do BESS em MW. Nota-se que a usina solar perde completamente a geração entre 4 e 9 segundos, onde a produção de energia é zero, conforme a marcação do gráfico. Nesse sentido, observa-se que a curva de potência entregue pelo BESS é complementar à curva da usina solar. No mesmo período em que a usina solar perde completamente a geração, o BESS age injetando a energia necessária para manter a potência entregue nos níveis de referência (16 MW). Desta forma, pode-se notar que o sistema de armazenamento contribui para mitigar as variações de potência na ocorrência de quedas na geração.

Figura 6.55: Potência na usina versus potência no BESS



Na [Figura 6.56](#) observa-se o comportamento das grandezas avaliadas onde, no mesmo gráfico é comparado o cenário com e sem o BESS. Em relação a tensão, não foram percebidas variações que pudessem comprometer os índices normalizados. Já em relação à potência, a suavização promovida pelo BESS traz ganhos para o sistema, uma vez que mantém constante o fluxo de energia entregue à rede.

Figura 6.56: Caso 6 – usina solar.



Os resultados para as barras dos sistemas são mostrados na [Figura 6.57](#), [Figura 6.58](#), [Figura 6.59](#), [Figura 6.60](#), [Figura 6.61](#), e [Figura 6.62](#).

Figura 6.57: Caso 6 – barra 1.

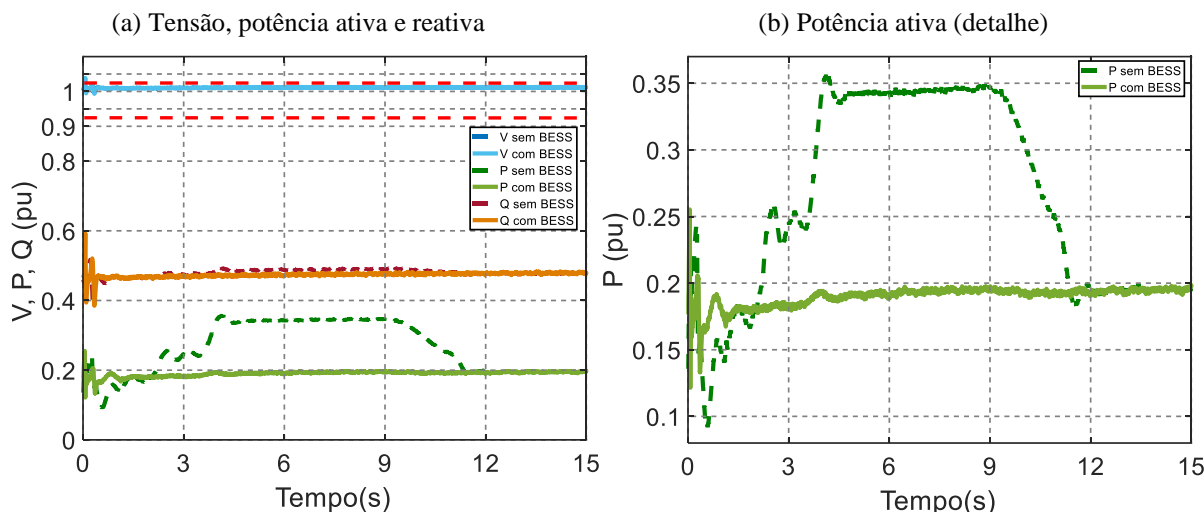


Figura 6.58: Caso 6 – barra 2.

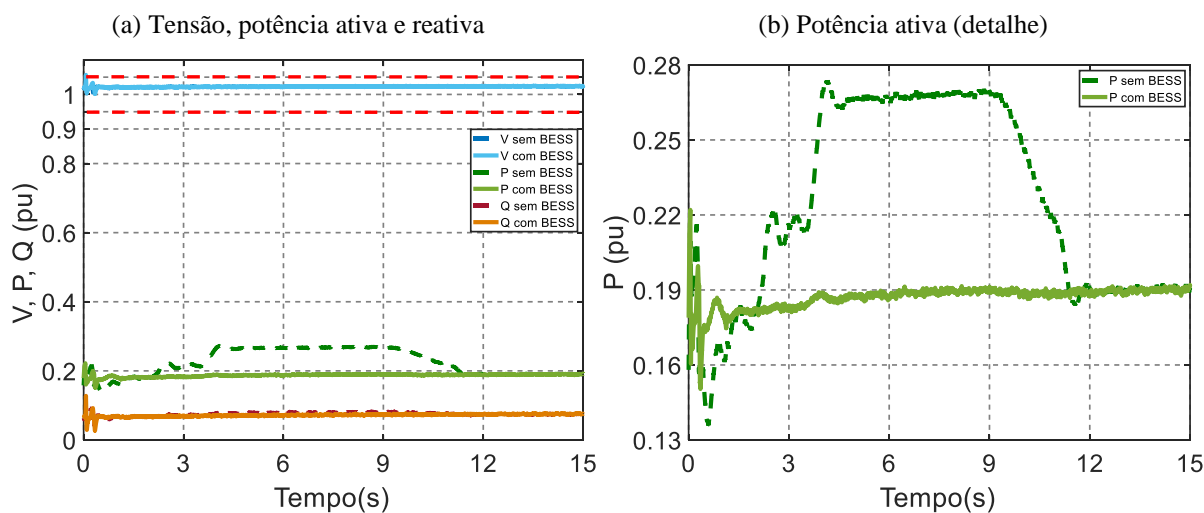


Figura 6.59: Caso 6 – barra 3.

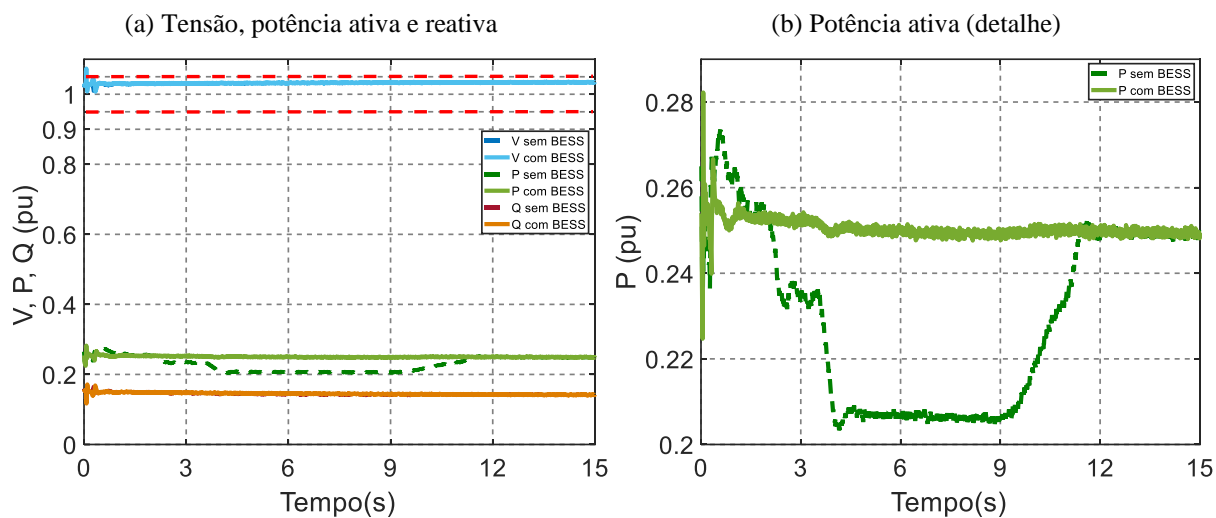


Figura 6.60: Caso 6 – barra 4.

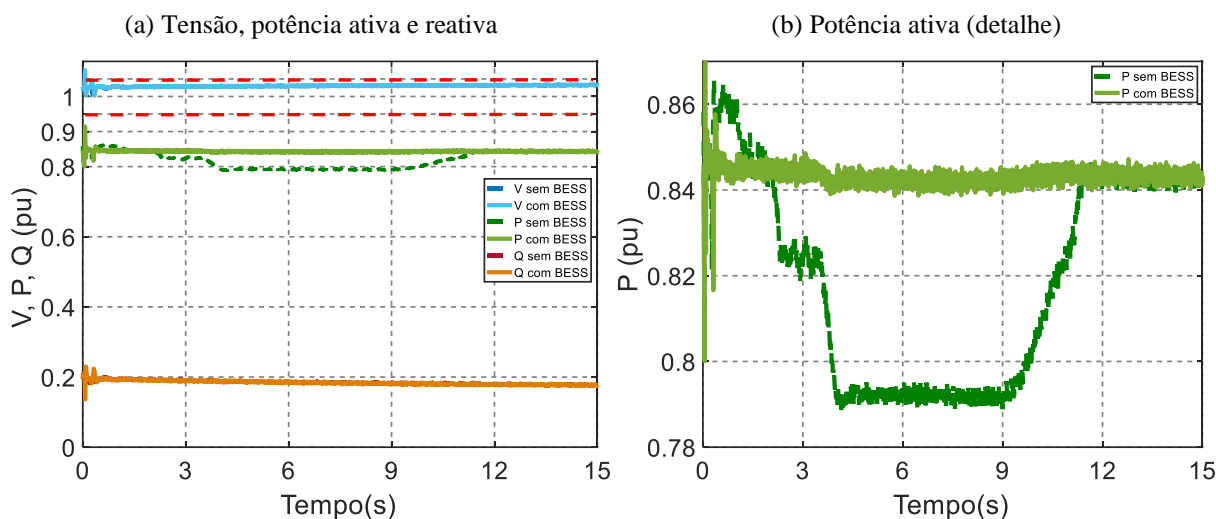


Figura 6.61: Caso 6 – barra 5.

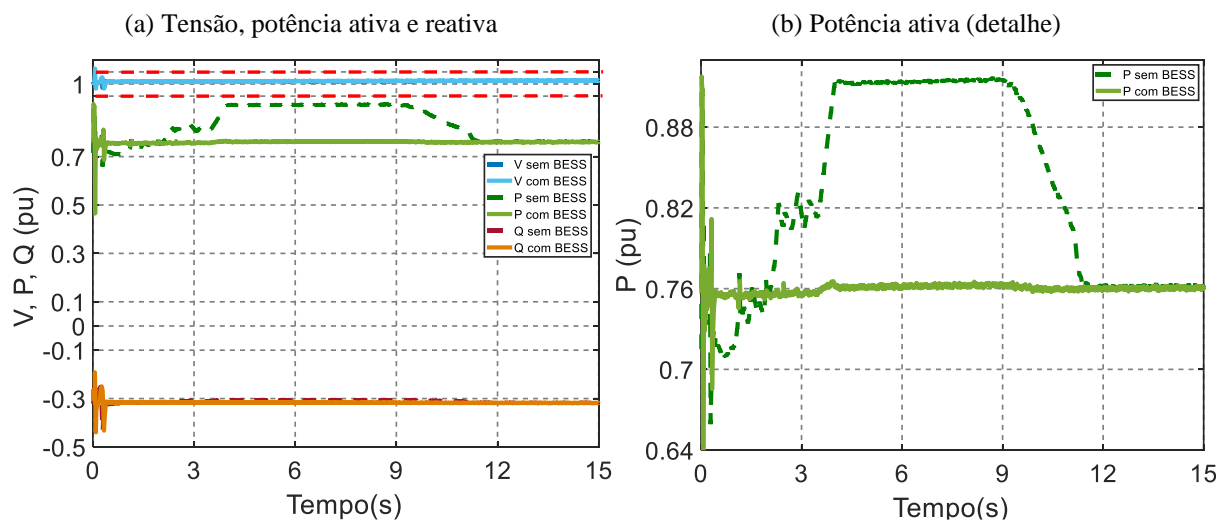
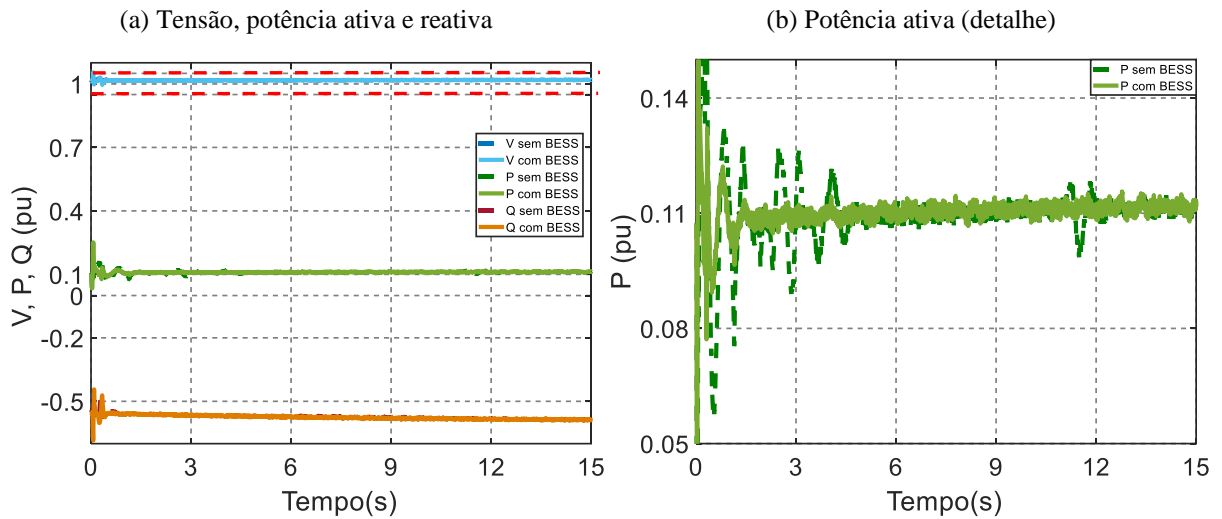


Figura 6.62: Caso 6 – barra 6.



Para ambos os casos (Com e sem BESS), todas as barras do sistema mantiveram o seu nível de tensão dentro das condições normais. Vale destacar o comportamento da taxa de variação da potência ativa em todas as barras. Fica nítido perceber que o sistema de armazenamento acoplado à usina solar, pôde atuar mitigando as flutuações de potência ativa usina solar, sendo replicado também para todas as demais barras do sistema. O suporte adicional de energia ativa fornecido pelo BESS contribui para melhorar os fluxos de exportação de energia, tornando o sistema mais confiável e robusto.

# Capítulo 7

## CONCLUSÕES

---

### 7.1 Considerações e Conclusões

O aumento progressivo do nível de penetração de unidades de geração eólica e solar à rede de transmissão impõe a conveniência de novos estudos e análises, além de esforços redobrados do ponto de vista técnico e operacional. Em contraposição a todos os abundantes benefícios das fontes renováveis, sua característica estocástica estabelece grandes incertezas relacionadas à confiabilidade e continuidade. Nesse sentido, à medida que os grandes geradores síncronos vão sendo substituídos por conversores eletrônicos de potência, normalmente empregados para o acoplamento dessas fontes à rede, a inércia geral do sistema é reduzida implicando em incapacidade do mesmo em contribuir para sua auto recuperação quando da ocorrência de distúrbios. Assim, o SEP esbarra-se em novos fenômenos transitórios, tornando-se mais dinâmico e oscilatório, tendo afetada sua estabilidade transitória culminando, em casos extremos, em colapso.

Defronte a tantas questões em aberto, buscando confrontar os problemas enunciados, o presente trabalho produziu um estudo de análise de transitórios eletromecânicos, concentrando-se na estabilidade transitória do SEP, a partir de modelagem computacional considerando simulações no domínio do tempo com o *software Matlab*<sup>®</sup> & *Simulink*<sup>®</sup>. Foi abordado um sistema de transmissão com significativa penetração de fontes geradoras eólica e solar, realizando também a proposição do uso de BESS como alternativa para atenuar flutuações/variações de potência na unidade de geração solar. Determinou-se investigar o

comportamento do sistema quando submetido a situações inesperadas como distúrbios e variações climáticas que afetam os níveis de geração eólica e solar.

Foram consideradas modelagens matemáticas amplamente difundidas na literatura para exprimir os elementos abordados como o parque eólico, usina solar, hidrelétrica, BESS, transformadores, que foram representados por modelos trifásicos detalhados (que inclui representação pormenorizada de conversores eletrônicos de potência com IGBT's). Para a validação do modelo e análises foram considerados eventos variados como curto-circuito, rejeição de carga e variação de potência dos geradores.

A escolha pelo emprego de modelos detalhados implicou em tempos de simulação razoavelmente mais longos em se comparando com a representação fasoriais (normalmente aplicada para estudos de estabilidade). Isso se justifica pelo fato de que o modelo detalhado precisa ser discretizado em passos de integração relativamente pequenos. Em contrapartida, foi possível maior aprofundamento teórico e prático nos fatores intrínsecos de cada elemento estudado, que possibilitou analisar os eventos de forma macro (observando os fenômenos concernentes à rede) e de forma mais micro (examinando a peculiaridade de cada elemento). Em relação à implementação do BESS, o emprego de modelos detalhados trouxeram ganhos na etapa de projeto, uma vez que a diagramação em blocos do *software* além de agilizar, possibilitou maior absorção de teorias de controle necessárias para viabilizá-lo. Sem mais agravos, tendo em vista que a rede de transmissão proposta possui tamanho reduzido, foi possível associar o tempo de simulação com o esforço computacional dentro do exequível.

Consonante aos objetivos do trabalho, foram analisados 6 casos de estudo conforme visto no [Capítulo 6](#). Primeiramente ([Seção 6.2](#)), foi exibido o comportamento do sistema em regime permanente, ou seja, sem a ocorrência de contingências e variações de potência na geração solar e eólica. Foi revelado que nesta condição o sistema encontra-se estável, portando operando dentro da normalidade.

O segundo e o terceiro casos propostos ([Seção 6.3](#) e [6.4](#)) abordaram, nesta ordem, perturbações na velocidade do vento no parque eólico e na irradiância incidente sobre a usina solar. As variações aplicadas resultaram em variações de potência que repercutiram principalmente em impactos nos níveis de potência ativa das barras do sistema, insignificante aumento do nível de tensão, porém sem nenhum comprometimento à estabilidade do sistema. As variações percebidas no sistema foram maiores no caso 2, do que no caso 3, uma vez que a potência do parque eólico é consideravelmente maior do que a da usina solar. Para estes cenários, o SEP mostrou-se estável na estabilidade angular do gerador síncrono, na tensão e também na frequência do sistema.

De acordo com o quarto caso ([Seção 6.5](#)) foi considerada uma falta trifásica não sustentada nos terminais do parque eólico, onde se pôde constatar comprometimento de todas as grandezas consideradas no sistema (Potência ativa e reativa, tensão, frequência e ângulo de carga do gerador síncrono). Tal perturbação foi significativamente mais severa do que os casos tratados na [Seção 6.3](#) e [6.4](#) porém ainda assim, sem mais danos, o sistema se estabilizou após curto período oscilatório, mostrando que o sistema possui estabilidade transitória.

No quinto caso apresentado na [Seção 6.6](#), foi interposto um cenário de rejeição de carga. De forma similar ao caso anterior, pôde-se observar oscilações nas grandezas consideradas em todas as barras, mas o sistema rapidamente retornou à normalidade com a reinserção da carga.

Finalmente, o sexto caso ([Seção 6.7](#)) abordou a aplicação do BESS na usina solar conforme discutido no [Capítulo 4](#), onde foram fixadas variações severas de irradiância e temperatura para realizar testes que permitissem comprovar a eficácia do BESS frente às variações de potência. Os resultados mostraram que com a inserção do BESS, a potência entregue à rede permaneceu sem variações, portanto contribuindo para melhoria da estabilidade do sistema e em consequência melhorando questões correlatas à continuidade e confiabilidade.

Os resultados encontrados foram encorajadores para as questões levantadas inicialmente, sendo possível constatar que a penetração de fontes intermitentes no sistema de transmissão não comprometeu os limites impostos pelos procedimentos de rede e não trouxe riscos nocivos à estabilidade transitória. Isso mostra que pode-se alcançar níveis de penetração relativamente altos, desde que os devidos estudos sejam realizados considerando cenários realísticos. À medida que as novas fontes estejam aderentes aos requisitos técnicos de conexão, estará certa sua expansão no sistema, garantindo premissas não técnicas como sustentabilidade e manutenção do meio ambiente, concernentes aos seus muitos benefícios. Com o emprego em alta escala do BESS, não somente associados às renováveis, mas também conectados por inversores diretamente aos barramentos de CA trifásicos, é possível não somente suavização de potência (como foi proposto na presente dissertação), mas também o provimento de serviços ancilares variados, assim como já tem sido realizado com dispositivos FACT's e banco de capacitores.

Nota-se que o setor elétrico é altamente regulado, e assim o deve ser, porém perante o significativo e alavancado avanço tecnológico da atualidade, alguma flexibilização e agilidade de políticas públicas para absorção de novos recursos energéticos e insumos de produtos e serviços que viabilizem a modernização, podem trazer ganhos para todos os que figuram neste mercado.

## 7.2 Contribuições Obtidas e Proposições para Trabalhos Futuros

O presente documento contribuiu na evolução dos estudos pertinentes à associação de fontes alternativas de energia, sistemas de armazenamento e o sistema elétrico. Destaca-se a implementação de modelos que possibilitaram a simulação de uma rede de transmissão contendo diferentes fontes renováveis intermitentes. Ressalta-se ainda as análises dos aspectos de estabilidade do SEP à luz dos códigos de rede vigentes a partir dos cenários de perturbações propostos. A análise simultânea de resultados de vários subsistemas em conjunto (BESS, Solar, Eólica, Hidrelétrica e Rede de Transmissão), é outro aspecto notório, dada a abrangência nas análises de estabilidade transitória. Finalmente aponta-se a promoção do emprego do BESS como alternativa para viabilizar o aumento da penetração de fontes renováveis no sistema elétrico.

Apoiado pelo trabalho desenvolvido, são sugeridos pontos de importância para continuidade da proposta:

- Empregar conceitos de simulação híbrida (associação de transitórios eletromagnéticos e eletromecânicos), a fim de ampliar a quantidade de testes com modelos detalhados em sistemas de grande porte, aumentando o alcance da pesquisa proporcionando, redução do tempo de simulação e esforço computacional.
- Investigar e implementar aprimoramento no BESS proposto para suavização de potência, aumentando seu nível de detalhamento, eficácia e robustez no controle. Atribuir controladores atuando sobre as correntes de carga e descarga associando os limites do SOC das baterias e sua vida útil.
- Implementar um BESS para atuação em serviços de suportes à frequência como inércia virtual, controle primário e secundário, no parque eólico e usina solar e realizar os testes em sistemas como o proposto neste trabalho.
- Realizar testes com os modelos apresentados em sistemas de simulação em tempo real (*Real Time*) para validar o comportamento em sistemas reais.

### 7.3 Artigos Publicados e Aceitos para Publicação

Carvalho C. M.; Medina, D. O. G.; Lopes Júnior, J. C.; Sousa, T. “Computer Modeling and Simulation for Feasibility Analysis of a Hybrid on Grid Renewable Energy System Using Homer Pro” em *Energy and Sustainable Development: Brazil Facing the Global Challenges of Energy Transition*, 1ª ed., Sandro André, SP, Brasil: Universidade Federal do ABC, 2019, pp. 187-192. [Online ISBN: 978-65-5040-023-1].

Carvalho C. M.; Medina, D. O. G.; Lopes, J. C.; Sousa, T. “Computer Modeling and Analysis of a Hybrid Renewable Energy System Grid-Connected Using Homer Pro”. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos de Potência (SBSE 2020)*, Agosto 2020, Santo André, SP, Brasil. (Aceito para publicação)

Lopes Júnior, J. C.; Medina, D. O. G.; Sousa, T. “Evaluation of the Use of a Battery Energy Storage System in a Photovoltaic Plant for Minimization of Impacts in the Distribution Network”. *XIII Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission (CLAGTEE 2019)*, outubro 2019, Santiago, Chile.

Lopes Júnior, J. C.; Sousa, T.; Benedito, R. S.; Trigos, F. B. M.; Medina, D. O. G. “Application of Battery Energy Storage System in Photovoltaic Power Plants Connected to the Distribution Grid”. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT 2019)*, setembro 2019, Gramado, RS, Brasil.

Medina, D. O. G.; Lopes, J. C.; Sousa, T. “Model Based on Artificial Neural Networks for Forecasting Electricity Consumption: A Holistic Approach”. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos de Potência (SBSE 2020)*, Agosto 2020, Santo André, SP, Brasil. (Aceito para publicação)

Medina, D. O. G.; Santos, R. C.; Sousa, T.; Lopes Júnior, J. C. “Comparative Analysis of Artificial Neural Networks and Statistical Models Applied to Demand Forecasting”. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America 2019*, setembro 2019, Gramado, RS, Brasil.

Vargas, R. Z.; Lopes, J. C.; Puma, J. L. Azcue; Sousa, T.; “Energy Storage System Integration and Wind Generation for Primary Frequency Support in the Distribution Grid”. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos de Potência (SBSE 2020)*, Agosto 2020, Santo André, SP, Brasil. (Aceito para publicação)

# REFERÊNCIAS

---

- [1] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Statistics Time Series,” 2019. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series>. [Accessed: 01-May-2020].
- [2] G. M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, 1st ed. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2004.
- [3] R. Zilles, W. N. Macêdo, M. A. B. Galhardo, and S. H. F. de Oliveira, *Sistema Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica*, 1st ed. São Paulo, Brasil: Oficina de Textos, 2012.
- [4] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari, and S. Kouro, *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*, 1st ed. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2011.
- [5] C. Li, P. Zhan, J. Wen, M. Yao, N. Li, and W. J. Lee, “Offshore wind farm integration and frequency support control utilizing hybrid multiterminal HVDC transmission,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 50, no. 4, pp. 2788–2797, 2014.
- [6] L. Miao, J. Wen, H. Xie, C. Yue, and W. J. Lee, “Coordinated Control Strategy of Wind Turbine Generator and Energy Storage Equipment for Frequency Support,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 51, no. 4, pp. 2732–2742, Jul. 2015.
- [7] F. M. Gonzalez-Longatt and S. M. Alhejaj, “Enabling inertial response in utility-scale battery energy storage system,” in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, 2016, pp. 605–610.
- [8] P. Tielens and D. Van Hertem, “The relevance of inertia in power systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 55, pp. 999–1009, Mar. 2016.
- [9] M. Bollen and F. Hassan, *Integration of Distributed Generation in the Power System*, 1st ed., no. February. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2011.
- [10] A. Q. Al-Shetwi, M. A. Hannan, K. P. Jern, M. Mansur, and T. M. I. Mahlia, “Grid-connected renewable energy sources: Review of the recent integration requirements and control methods,” *J. Clean. Prod.*, vol. 253, p. 119831, Apr. 2020.
- [11] C. Roberts, “Review of International Grid Codes,” Berkeley, CA, United States, 2018.
- [12] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “Procedimentos de Rede,” 2019. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. [Accessed: 12-Dec-2019].
- [13] B. Robyns, B. François, G. Delille, and C. Saudemont, *Energy Storage in Electric Power Grids*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2015.
- [14] P. Kundur *et al.*, “Definition and classification of power system stability,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, Aug. 2004.
- [15] Mathworks, “Simscape Electrical Reference (Specialized Power Systems) Version 7.1.” Mathworks, Natick, MA, USA, p. 1298, 2019.
- [16] L. Mehigan, J. P. Deane, B. P. Ó. Gallachóir, and V. Bertsch, “A review of the role of distributed generation (DG) in future electricity systems,” *Energy*, vol. 163, pp. 822–836, Nov. 2018.
- [17] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, “Distributed generation: a definition,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, Apr. 2001.
- [18] World Wind Energy Association (WWEA), “Global Wind Installations,” 2019. [Online]. Available: <https://library.wwindea.org/global-statistics-2018-preliminary/>. [Accessed:

- 01-May-2020].
- [19] R. Pena, J. C. Clare, and G. M. Asher, “Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation,” *IEE Proc. - Electr. Power Appl.*, vol. 143, no. 3, pp. 231–241, 1996.
  - [20] A. Bouharchouche, E. M. Berkouk, T. Ghennam, and B. Tabbache, “Modeling and control of a Doubly fed induction generator with battery-supercapacitor hybrid energy storage for wind power applications,” in *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, 2013, pp. 1392–1397.
  - [21] C. Liu, F. Blaabjerg, W. Chen, and D. Xu, “Stator current harmonic control with resonant controller for doubly fed induction generator,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 7, pp. 3207–3220, Jul. 2012.
  - [22] G. Abad, J. López, M. A. Rodríguez, L. Marroyo, and G. Iwanski, *Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation*, 1st ed. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2011.
  - [23] N. W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca, W. W. Price, and R. W. Delmerico, “Dynamic modeling of GE 1.5 and 3.6 MW wind turbine-generators for stability simulations,” in *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491)*, 2003, pp. 1977–1983.
  - [24] R. Sarrias, L. M. Fernández, C. A. García, and F. Jurado, “Coordinate operation of power sources in a doubly-fed induction generator wind turbine/battery hybrid power system,” *J. Power Sources*, vol. 205, pp. 354–366, May 2012.
  - [25] S. Müller, M. Deicke, and R. W. De Doncker, “Doubly fed induction generator systems for wind turbines,” *IEEE Ind. Appl. Mag.*, vol. 8, no. 3, pp. 26–33, 2002.
  - [26] T. Abd El Wahed, E. Abdelmounim, M. Aboulfatah, R. Majdoul, A. Moutabir, and A. Abd Elmjid, “Design of an Mppt based on the torque estimator for variable speed turbines,” in *Proceedings of 2015 International Conference on Electrical and Information Technologies, ICEIT 2015*, 2015, pp. 166–171.
  - [27] A. Luque and S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, 1st ed. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2003.
  - [28] R. A. Messenger and J. Ventre, *Photovoltaic Systems Engineering*, 2nd ed. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2005.
  - [29] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, May 2009.
  - [30] J. T. Pinho and M. A. Galdino, *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, 1st ed. Rio de Janeiro, Brasil: Grupo de Trabalho de Energia Solar - GTES - CEPPEL - DTE - CRESESB, 2014.
  - [31] S. Adhikari and F. Li, “Coordinated V-f and P-Q Control of Solar Photovoltaic Generators With MPPT and Battery Storage in Microgrids,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 3, pp. 1270–1281, May 2014.
  - [32] T. Esum and P. L. Chapman, “Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 22, no. 2, pp. 439–449, Jun. 2007.
  - [33] Mathworks, “Simscape Electrical User’s Guide (Specialized Power Systems) Version 7.1.” Mathworks, Natick, MA, USA, p. 336, 2019.
  - [34] A. F. Cupertino, J. T. de Resende, H. A. Pereira, and S. I. Seleme Junior, “A grid-connected photovoltaic system with a maximum power point tracker using passivity-based control applied in a boost converter,” in *2012 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications*, 2012, pp. 1–8.
  - [35] R. W. Erickson and Dragan Maksimovic, *Fundamentals of Power Electronics- Second*

- Edition*, 2nd ed. Norwell, MA, USA: Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [36] N. Mohan, T. M. Undeland, and W. P. Robbins, *Power Electronics Converters: Applications, and Design*, 3rd ed. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2003.
- [37] H. Mohammed and C. O. Nwankpa, “Stochastic analysis and simulation of grid-connected wind energy conversion system,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 15, no. 1, pp. 85–90, Mar. 2000.
- [38] J. G. Slootweg, S. W. H. De Haan, H. Polinder, and W. L. Kling, “General Model for Representing Variable-Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations,” *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 22, no. 11, p. 56, Feb. 2002.
- [39] F. Katiraei and J. Aguero, “Solar PV Integration Challenges,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 9, no. 3, pp. 62–71, May 2011.
- [40] W. T. Jewell and T. D. Unruh, “Limits on cloud-induced fluctuation i photovoltaic generation,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 5, no. 1, pp. 8–14, Mar. 1990.
- [41] S. Eftekharnjad, V. Vittal, G. T. Heydt, B. Keel, and J. Loehr, “Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 893–901, May 2013.
- [42] B. Tamimi, C. Canizares, and K. Bhattacharya, “System stability impact of large-scale and distributed solar photovoltaic generation: The case of Ontario, Canada,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 680–688, Jul. 2013.
- [43] X. Li, D. Hui, and X. Lai, “Battery Energy Storage Station (BESS)-Based Smoothing Control of Photovoltaic (PV) and Wind Power Generation Fluctuations,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 464–473, 2013.
- [44] R. Bayindir, S. Demirbas, E. Irmak, U. Cetinkaya, A. Ova, and M. Yesil, “Effects of renewable energy sources on the power system,” in *Proceedings - 2016 IEEE International Power Electronics and Motion Control Conference, PEMC 2016*, 2016, pp. 388–393.
- [45] X. Liang, “Emerging Power Quality Challenges Due to Integration of Renewable Energy Sources,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 53, no. 2, pp. 855–866, Mar. 2017.
- [46] M. A. U. Khan and C. D. Booth, “Detailed analysis of the future distribution network protection issues,” *J. Eng.*, vol. 2018, no. 15, pp. 1150–1154, Oct. 2018.
- [47] N. Nguyen and J. Mitra, “Reliability of power system with high wind penetration under frequency stability constraint,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 1, pp. 985–994, Jan. 2018.
- [48] R. Shah, N. Mithulananthan, R. C. Bansal, and V. K. Ramachandaramurthy, “A review of key power system stability challenges for large-scale PV integration,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 1423–1436, Jan. 2015.
- [49] R. Naik, N. Mohan, M. Rogers, and A. Bulawka, “A novel grid interface, optimized for utility-scale applications of photovoltaic, wind-electric, and fuel-cell systems,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 10, no. 4, pp. 1920–1926, 1995.
- [50] I. T. Papaioannou, A. S. Bouhouras, A. G. Marinopoulos, M. C. Alexiadis, C. S. Demoulias, and D. P. Labridis, “Harmonic impact of small photovoltaic systems connected to the LV distribution network,” in *2008 5th International Conference on the European Electricity Market, EEM*, 2008, pp. 1–6.
- [51] N. Mithulananthan, T. Kumar Saha, and A. Chidurala, “Harmonic impact of high penetration photovoltaic system on unbalanced distribution networks – learning from an urban photovoltaic network,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 10, no. 4, pp. 485–494, Apr. 2016.
- [52] T. J. Hammons and S. C. Lai, “Voltage dips due to direct connection of induction generators in low head hydro electric schemes,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 9, no. 3, pp. 460–465, 1994.

- [53] L. J. Borle, M. S. Dymond, and C. V. Nayar, "Development and testing of a 20-kW grid interactive photovoltaic power conditioning system in Western Australia," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 33, no. 2, pp. 502–508, 1997.
- [54] M. Begovic, A. Pregelj, A. Rohatgi, and D. Novosel, "Impact of renewable distributed generation on power systems," in *Proceedings of the Hawaii International Conference on System Sciences*, 2001, p. 47.
- [55] L. Du and Q. Deng, "Impact of wind power and photovoltaic cell power on power system stability based on L index," in *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*, 2012, pp. 1–4.
- [56] F. Marra, Y. T. Fawzy, T. Bulo, and B. Blažič, "Energy storage options for voltage support in low-voltage grids with high penetration of photovoltaic," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, 2012, pp. 1–7.
- [57] K. R. Guerriche and T. Bouktir, "Maximum loading point in distribution system with renewable resources penetration," in *Proceedings of 2014 International Renewable and Sustainable Energy Conference, IRSEC 2014*, 2014, pp. 481–486.
- [58] C. C. Chang, D. Gorinevsky, and S. Lall, "Stability Analysis of Distributed Power Generation with Droop Inverters," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 6, pp. 3295–3303, Nov. 2015.
- [59] G. Lammert, D. Premm, L. D. P. Ospina, J. C. Boemer, M. Braun, and T. Van Cutsem, "Control of Photovoltaic Systems for Enhanced Short-Term Voltage Stability and Recovery," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 34, no. 1, pp. 243–254, Mar. 2019.
- [60] P. Du and J. Matevosyan, "Forecast system inertia condition and its impact to integrate more renewables," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1531–1533, Mar. 2018.
- [61] L. Xiong, P. Li, F. W. Wu, and J. Wang, "Stability Enhancement of Power Systems with High DFIG-Wind Turbine Penetration via Virtual Inertia Planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 2, pp. 1352–1361, Mar. 2019.
- [62] V. H. Méndez Quezada, J. Rivier Abbad, and T. Gómez San Román, "Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 533–540, May 2006.
- [63] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, 1st ed. New York, NY, USA: McGraw-Hill Inc, 1994.
- [64] P. Kundur *et al.*, "Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, Aug. 2004.
- [65] M. Eremia and M. Shahidehpour, *Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control*, 1st ed. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2013.
- [66] P. W. Sauer, M. A. Pai, and J. H. Chow, *Power System Dynamics and Stability: With Synchrophasor Measurement and Power System Toolbox*, 2nd ed. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2017.
- [67] P. W. M. P. Sauer, *Power System Dynamics and Stability*, 1st ed. Urbana, IL, USA: Prentice Hall, 1997.
- [68] J. D. Glover, M. S. Sarma, and T. J. Overbye, *Power System Analysis and Design*. Stamford, CT, Usa: Cengage Learning, 2011.
- [69] Paul M. Anderson and A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*, 2nd ed. Hoboken, NJ, USA: IEEE Press, 2003.
- [70] Massive Integration of power Electronic devices (MIGRATE), "Deliverable D1.1 Report on Systemic Issues," Berlin, Germany, 2016.
- [71] Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA), "PREPA Renewable Generation Integration Study," New York, NY, USA, 2014.

- [72] TransGrid, “Transmission Annual Planning Report 2017,” Sydney, NSW, Australia, 2017.
- [73] I. Dudurych, M. Burke, L. Fisher, M. Eager, and K. Kelly, “Operational security challenges and tools for a synchronous power system with high penetration of non-conventional sources,” in *CIGRE Session 46*, 2016, pp. 1–11.
- [74] M. V. A. Nunes, J. A. PecasLopes, H. H. Zurn, U. H. Bezerra, and R. G. Almeida, “Influence of the Variable-Speed Wind Generators in Transient Stability Margin of the Conventional Generators Integrated in Electrical Grids,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 19, no. 4, pp. 692–701, Dec. 2004.
- [75] E. Munkhchuluun, L. Meegahapola, and A. Vahidnia, “Impact on rotor angle stability with high solar-PV generation in power networks,” in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT-Europe 2017 - Proceedings*, 2017, vol. 2018-Janua, pp. 1–6.
- [76] Z. Wu *et al.*, “State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems,” *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 6, no. 1, Jan. 2018.
- [77] A. B. Attya, J. L. Dominguez-Garcia, and O. Anaya-Lara, “A review on frequency support provision by wind power plants: Current and future challenges,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, pp. 2071–2087, Jan. 2018.
- [78] M. Dreidy, H. Mokhlis, and S. Mekhilef, “Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, pp. 144–155, Mar. 2017.
- [79] P. Kundur, “A survey of utility experiences with power plant response during partial load rejection and system disturbances,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-100, no. 5, pp. 2471–2475, 1981.
- [80] Q. B. Chou, P. Kundur, P. N. Acchione, and B. Lautsch, “Improving nuclear generating station response for electrical grid islanding,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 4, no. 3, pp. 406–413, 1989.
- [81] P. Kundur, D. C. Lee, J. P. Bayne, and P. L. Dandeno, “Impact of turbine generator overspeed controls on unit performance under system disturbance conditions,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-104, no. 6, pp. 1262–1269, 1985.
- [82] P. M. Musau, B. O. Ojwang, and M. Kiprotich, “Improving Frequency Stability for Renewable Energy Power Plants with Disturbances,” in *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia, GTD Asia 2019*, 2019, pp. 394–399.
- [83] T. W. Brown, T. Bischof-Niemz, K. Blok, C. Breyer, H. Lund, and B. V. Mathiesen, “Response to ‘Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems,’” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 92, pp. 834–847, Sep. 2018.
- [84] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Scaling up Variable Renewable Power: The Role of Grid Codes,” Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2016.
- [85] E. M. G. Rodrigues, G. J. Osório, R. Godina, A. W. Bizuayehu, J. M. Lujano-Rojas, and J. P. S. Catalão, “Grid code reinforcements for deeper renewable generation in insular energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, pp. 163–177, Jan. 2016.
- [86] S. L. A. S. Paulo Gomes, Antonio Carlos Barbosa Martins, Cesar Ribeiro Zani, “Connection requirements and Grid Codes for distributed generation,” in *2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System*, 2009, pp. 1–6.
- [87] C. Yongning, L. Yan, L. Zhen, C. Ziyu, and L. Hongzhi, “Study on Grid-connected Renewable Energy Grid Code Compliance,” in *2019 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, 2019, pp. 72–75.
- [88] S. Venkataraman, C. Ziesler, P. Johnson, and S. Van Kempen, “Integrated Wind, Solar,

- and Energy Storage: Designing Plants with a Better Generation Profile and Lower Overall Cost,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 16, no. 3, pp. 74–83, May-2018.
- [89] F. Nadeem, S. M. S. Hussain, P. K. Tiwari, A. K. Goswami, and T. S. Ustun, “Comparative review of energy storage systems, their roles, and impacts on future power systems,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 4555–4585, 2019.
- [90] W. Li and G. Joós, “Comparison of energy storage system technologies and configurations in a wind farm,” in *PESC Record - IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference*, 2007, pp. 1280–1285.
- [91] S. Nomura, Y. Ohata, T. Hagita, H. Tsutsui, S. Tsuji-Iio, and R. Shimada, “Wind farms linked by SMES systems,” *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, vol. 15, no. 2 PART II, pp. 1951–1954, Jun. 2005.
- [92] M. Lei *et al.*, “An MPC-Based ESS Control Method for PV Power Smoothing Applications,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, no. 3, pp. 2136–2144, Mar. 2018.
- [93] V. Rallabandi, O. M. Akeyo, N. Jewell, and D. M. Ionel, “Incorporating battery energy storage systems into multi-MW grid connected PV systems,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 55, no. 1, pp. 638–647, Jan. 2019.
- [94] H. Zhao, Q. Wu, S. Hu, H. Xu, and C. N. Rasmussen, “Review of energy storage system for wind power integration support,” *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 545–553, Jan. 2015.
- [95] I. Serban and C. Marinescu, “Control strategy of three-phase battery energy storage systems for frequency support in microgrids and with uninterrupted supply of local loads,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 9, pp. 5010–5020, 2014.
- [96] R. Abhinav and N. M. Pindoriya, “Grid integration of wind turbine and battery energy storage system: Review and key challenges,” in *2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems, ICPS 2016*, 2016, pp. 1–6.
- [97] A. R. Dehghani-Sanij, E. Tharumalingam, M. B. Dusseault, and R. Fraser, “Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 104, pp. 192–208, Apr. 2019.
- [98] J. Tan and Y. Zhang, “Coordinated Control Strategy of a Battery Energy Storage System to Support a Wind Power Plant Providing Multi-Timescale Frequency Ancillary Services,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 1140–1153, Jul. 2017.
- [99] D. Shi and R. K. Sharma, “Adaptive control of energy storage for voltage regulation in distribution system,” in *2013 IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*, 2013, pp. 1–7.
- [100] C. Jamroen, A. Pannawan, and S. Sirisukprasert, “Battery Energy Storage System Control for Voltage Regulation in Microgrid with High Penetration of PV Generation,” in *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2018, pp. 1–6.
- [101] F. J. Zimann, A. L. Batschauer, M. Mezaroba, and F. A. S. Neves, “Energy storage system control algorithm for voltage regulation with active and reactive power injection in low-voltage distribution network,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 174, p. 105825, Sep. 2019.
- [102] Y. Hua, X. Shentu, Q. Xie, and Y. Ding, “Voltage/Frequency Deviations Control via Distributed Battery Energy Storage System Considering State of Charge,” *Appl. Sci.*, vol. 9, no. 6, p. 1148, Mar. 2019.
- [103] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), *Atlas de energia elétrica do Brasil*, 2nd ed. Brasília, Brazil: ANEEL, 2005.
- [104] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Plano Decenal de Expansão de Energia 2027,” Brasília, Brazil, 2018.
- [105] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “BIG - Banco de Informações de Geração,” 2020. [Online]. Available:

- <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Combustivel.cfm>. [Accessed: 13-May-2019].
- [106] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, “Energy Charts,” 2019. [Online]. Available: <https://www.energy-charts.de/index.htm>. [Accessed: 15-Jul-2019].
- [107] National Renewable Energy Laboratory (NREL), “Device Performance: Photovoltaic Research,” 2020. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/device-performance.html>. [Accessed: 10-May-2020].
- [108] C. Zhang, Y.-L. Wei, P.-F. Cao, and M.-C. Lin, “Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 3091–3106, Feb. 2018.
- [109] A. Ter-Gazarian, *Energy Storage For Power Systems*, 1st ed. London, UK: Peter Peregrinus Ltd, 1994.
- [110] A. Baggin, *Handbook of Power Quality*, 1st ed. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2008.
- [111] International Energy Agency (IEA), “Energy Storage Data,” 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/tcep/energyintegration/energystorage/>. [Accessed: 10-May-2019].
- [112] Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – SPE, “Chamada nº 021/2016 - Projeto Estratégico: ‘Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro,’” Brasília, Brazil, 2016.
- [113] T. B. Linden, David ; Reddy, *Handbook of Batteries*, 3rd ed. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 2002.
- [114] O. Tremblay and L.-A. Dessaint, “Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications,” *World Electr. Veh. J.*, vol. 3, no. 2, pp. 289–298, Jun. 2009.
- [115] O. Tremblay, L.-A. Dessaint, and A.-I. Dekkiche, “A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles,” in *2007 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, 2007, pp. 284–289.
- [116] L. H. Saw, K. Somasundaram, Y. Ye, and A. A. O. Tay, “Electro-thermal analysis of Lithium Iron Phosphate battery for electric vehicles,” *J. Power Sources*, vol. 249, pp. 231–238, Mar. 2014.
- [117] J. A. Pomilio, *Fontes Chaveadas IT505*. Campinas, SP, Brasil: Universidade Estadual de Campinas, 2018.
- [118] S. M. Mueen, R. Takahashi, T. Murata, and J. Tamura, “Integration of an energy capacitor system with a variable-speed wind generator,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 3, pp. 740–749, Sep. 2009.
- [119] F. Caricchi, F. Crescimbin, F. G. Capponi, and L. Solero, “Study of bi-directional buck-boost converter topologies for application in electrical vehicle motor drives,” in *Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC*, 1998, vol. 1, pp. 287–293.
- [120] Zhongqiu Wang, Xi Li, Gengyin Li, Ming Zhou, and K. L. Lo, “Energy storage control for the Photovoltaic generation system in a micro-grid,” in *2010 5th International Conference on Critical Infrastructure (CRIS)*, 2010, pp. 1–5.
- [121] F. Perez, J. F. Custodio, V. G. De Souza, H. K. R. Filho, E. M. Motoki, and P. F. Ribeiro, “Application of energy storage elements on a PV system in the smart grid context,” in *2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America, ISGT LATAM 2015*, 2016, pp. 751–756.
- [122] J. Arrillaga and N. R. Watson, *Computer Modelling of Electrical Power Systems*, 2nd ed. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2013.
- [123] Fitzgerald and Kingsley’s, *Máquinas Elétricas*, 7th ed. Massachusetts, United States: Mc Graw Hill, Bookman,AMGH Editora, Ltda, 2014.

- [124] IEEE Task Force, “Load representation for dynamic performance analysis (of power systems),” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 2, pp. 472–482, May 1993.
- [125] F. P. de Mello *et al.*, “Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 1, pp. 167–179, 1992.
- [126] IEEE, “421.5-1992 IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies,” Piscataway, NJ, USA, 1992.
- [127] G. W. Stagg and A. H. El-Abiad, *Computer Methods in Power System Analysis*. New York, NY, USA: McGraw-Hill Inc, 1968.
- [128] C. Eletrobrás, “Análise de Transitórios Eletromecânicos - Manual do Usuário - 11.02.00.” Eletrobrás, Cepel, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2017.
- [129] J. G. Slootweg, H. Polinder, and W. L. Kling, “Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 18, no. 4, pp. 516–524, Dec. 2003.
- [130] “Renewables 2019 Global Status Report,” Paris, France, 2019.
- [131] Department of Energy - Office of Electricity, “DOE Global Energy Storage Database,” 2019. [Online]. Available: <https://energystorageexchange.org/>. [Accessed: 30-Jul-2019].

---

# Apêndice A

## PARÂMETROS PARQUE EÓLICO

---

Os principais parâmetros empregados no modelo do parque eólico são apresentados na [Tabela A. 1](#).

Tabela A. 1: Parâmetros utilizados no parque eólico.

Descrição	Valor	Unidade
Potência nominal de uma turbina DFIG	1,5	[MW]
Quantidade de turbinas	110	[unid.]
Potência total	165	[MW]
Tensão nominal rms (L-L)	575	[V]
Número de polos	3	[u]
Resistência do estator	0,023	[ $\Omega$ ]
Resistência do rotor	0,019	[ $\Omega$ ]
Indutância própria do estator	0,18	[H]
Indutância própria do rotor	0,16	[H]
Tensão do <i>link</i> CC	1.150	[V]
Capacitor do <i>link</i> CC	10	[ $\mu$ F]
Velocidade do vento para potência nominal	15	[m/s]
Constante de inércia da turbina eólica	4,32	[s]
Ângulo máximo de passo ( <i>pitch</i> )	27	[Deg]

---

# Apêndice B

## PARÂMETROS USINA SOLAR

---

Os principais parâmetros empregados no modelo da usina solar são apresentados na [Tabela B. 1.](#)

Tabela B. 1: Parâmetros utilizados na usina solar.

Descrição	Valor	Unidade
Usinas interconectadas no PCC	2	[unid.]
Potência nominal (por usina)	10	[MW]
Potência nominal (total)	20	[MW]
Modelo do módulo FV	SPR-305-WHT-D	[-]
Número de módulos em série (por usina)	50	[unid.]
Número de módulos em paralelo (por usina)	660	[unid.]
Potência máxima nominal do módulo	305,23	[W]
Número de células por módulo	96	[unid.]
Tensão no ponto máxima potência	54,7	[V]
Corrente no ponto de máxima potência	5,58	[A]
Tensão de circuito aberto	64,2	[V]
Corrente de curto Circuito	5,96	[A]

---

# Apêndice C

## PARÂMETROS BESS

---

O sistema de armazenamento compreende o elemento armazenador, neste caso as baterias e o conversor. Os principais parâmetros empregados nesses dois sistemas são apresentados na [Tabela C. 1](#) e [Tabela C. 2](#).

Tabela C. 1: Parâmetros empregados no banco de baterias.

Descrição	Valor	Unidade
Energia nominal	48	[MWh]
Capacidade nominal	40.000	[Ah]
Tensão nominal	1.200	[V]
Tensão em carga total	1.413,559	[V]
Corrente de descarga nominal	8.698,652	[A]
Estado de carga	50	[%]
Capacidade na tensão nominal	1.9230,77	[Ah]
Constante de tensão	1.301,5896	[V]
Resistência interna	0,0006	[ $\Omega$ ]
Resistência de polarização	0,00074744	[ $\Omega$ ]
Zona Exponencial	1.301; 4000	[V; Ah]

Tabela C. 2: Parâmetros empregados no conversor buck-boost.

Descrição	Valor	Unidade
Indutor	5	[mH]
Capacitor de saída	8	[ $\mu$ F]
Resistência do IGBT	0,001	[ $\Omega$ ]
Frequência de chaveamento	12	[kHz]
Tensão de entrada	1.200	[V]
Tensão de saída	5.000	[V]

# Apêndice D

## PARÂMETROS REDE DE TESTES

Figura D. 1: Diagrama unifilar do sistema de transmissão de testes.

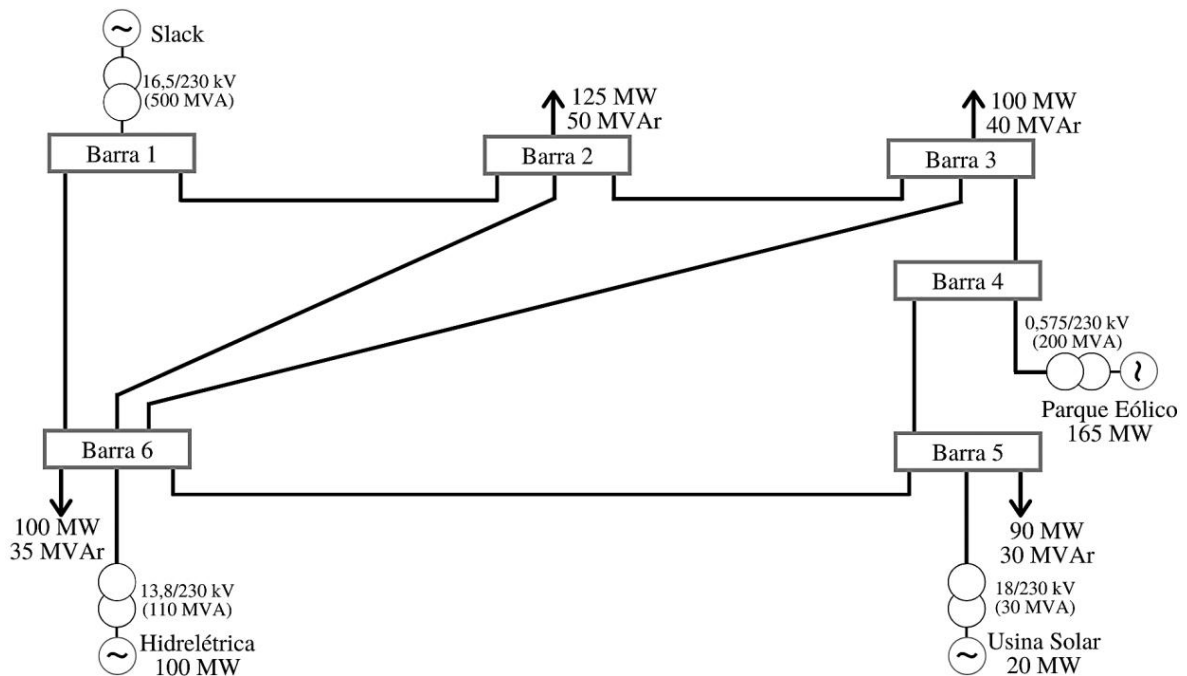


Tabela D. 1: Parâmetros da barra *slack*.

Nível de Curto Circuito	Relação X/R	Tensão Terminal	Frequência Nominal
500 MVA	100	16, KV	60 Hz

Tabela D. 2: Parâmetros do gerador síncrono da hidrelétrica.

$S_n$ MVA	$P_m$ pu	$H$ s	$R_s$ pu	$X_l$ pu	$X_d$ pu	$X'_d$ pu
100	0,85	3,01	0,0031	0,005	1,3125	0,1813
$X''_d$ pu	$X_q$ pu	$X'_q$ pu	$T'_{do}$ pu	$T''_{do}$ pu	$T'_{qo}$ pu	$\rho$
0,13	1,2578	0,1	5,89	0,04	0,099	20

Tabela D. 3: Parâmetros do sistema de excitação da hidrelétrica.

$T_r$ s	$K_a$	$T_a$ s	$K_e$	$T_e$ s	$T_b$ s	$T_c$ s	$K_f$	$T_f$ s	$E_{fmax}$ pu	$K_p$
0,005	250	0,1	1	0,65	0	0	0,048	0,95	7	0

Tabela D. 4: Parâmetros do regulador de velocidade da hidrelétrica.

$T_a$ s	$K_a$	$R_p$	$K_p$	$K_i$	$K_d$	$T_d$ s	$\beta$	$T_w$ s
0,07	3,33	0,05	1,163	0,105	0	0,01	0	2,67

Tabela D. 5: Parâmetros dos alimentadores do sistema de transmissão.

Ramo	R (pu)	X (pu)	$B_{sh}$ (pu)
1 – 2	0,0100	0,0850	0,088
1 – 6	0,0390	0,1700	0,179
2 – 3	0,0320	0,1610	0,153
2 – 6	0,0320	0,1610	0,153
3 – 4	0,0085	0,0720	0,0745
3 – 6	0,0320	0,1610	0,153
4 – 5	0,0119	0,1008	0,1045
5 – 6	0,0170	0,0920	0,0790

Tabela D. 6: Parâmetros dos transformadores.

Descrição	$S_n$ MVA	$V_1$ kV	$R_1$ pu	$L_1$ pu	$V_2$ kV	$R_2$ pu	$L_2$ pu	$R_m$ pu	$L_m$ pu	Tap
Slack	500	16,5	0	0,0576	230	0	0,0576	500	500	1
Hidrelétrica	110	13,8	0	0,0576	230	0	0,0576	500	500	1
Eólica	200	0,575	0	0,0576	230	0	0,0576	500	500	1
Solar	30	18	0	0,0576	230	0	0,0576	500	500	1

---

# Apêndice E

## PROCEDIMENTOS DE REDE ONS

---

Os estudos de caso apresentados, foram analisados a partir dos Procedimentos de Rede do ONS, onde vale ressaltar, dentre outros, os principais Módulos/Submódulos empregados [12]:

- Módulo 2, Submódulo 2.8 – Gerenciamento dos indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica.
- Módulo 3, Submódulo 3.6 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão.
- Módulo 10, Submódulo 10.6 – Controle da geração.
- Módulo 23, Submódulo 23.3 – Diretrizes e critérios para estudos elétricos.
- Módulo 25, Submódulo 25.6 – Indicadores de qualidade de energia elétrica – frequência e tensão.

Com o objetivo de elucidar o entendimento dos resultados, análises e comparações vistos no [Capítulo 6](#), são apresentados a seguir os requisitos técnicos utilizados para as análises.

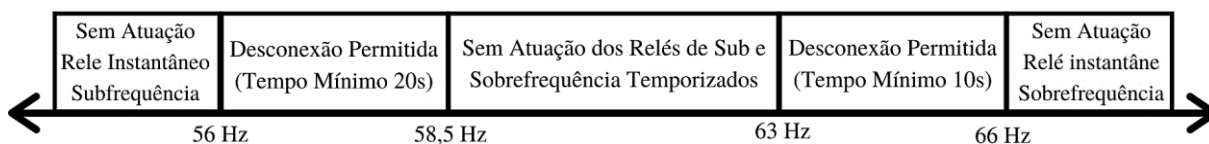
- Operação em regime de frequência não nominal para unidades geradoras eólica e solar ([Figura E. 1](#)).
- Operação em regime de frequência não nominal para unidades hidrelétricas ([Figura E. 2](#)).
- Requisitos de suportabilidade a subtensões e sobretensões transitórias (*Low Voltage Ride Through*, LVRT) ([Figura E. 3](#)).
- Limites para avaliação do desempenho da frequência do sistema frente a distúrbios ([Tabela E. 1](#)).
- Classificação dos tipos de Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) ([Tabela E. 2](#)).

Figura E. 1: Regime de frequência não nominal para unidades geradoras eólica e solar.



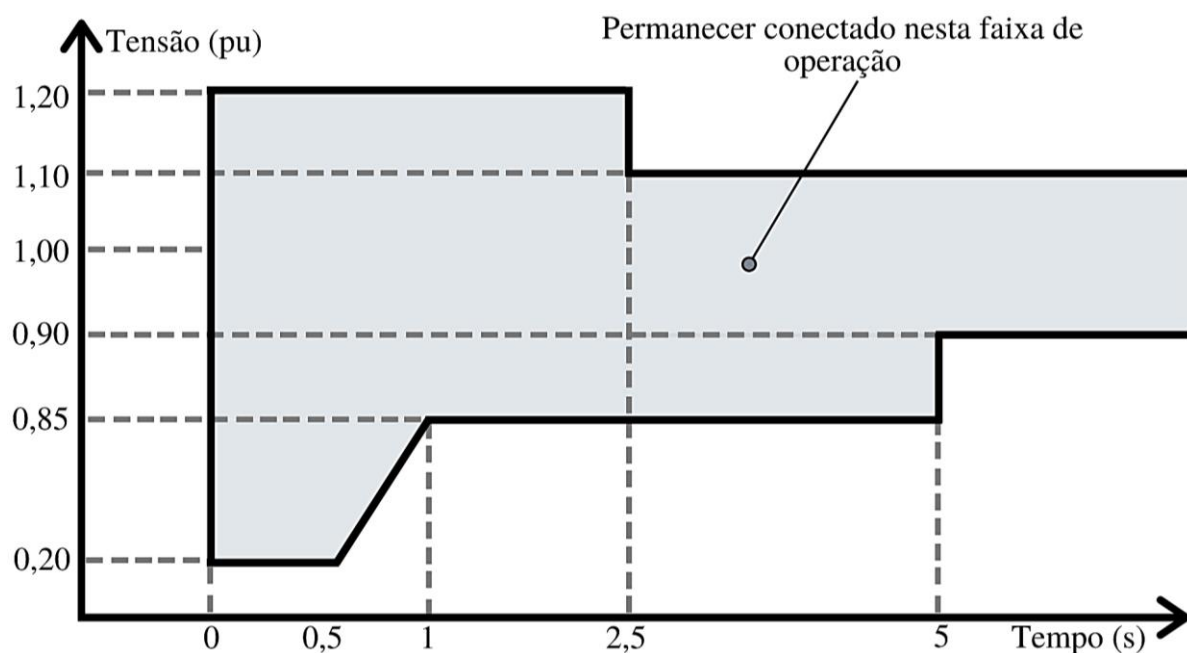
Fonte: Adaptado do submódulo 3.6 de [12].

Figura E. 2: Regime de frequência não nominal para unidades hidrelétricas.



Fonte: Adaptado do submódulo 3.6 de [12].

Figura E. 3: Curva de suportabilidade a subtensões e sobretensões transitórias LVRT.



Fonte: Adaptado do submódulo 3.6 de [12].

Tabela E. 1: Limites da frequência do sistema frente a perturbações.

Faixa de Frequência (Hz)	Tempo Máximo de Exposição (s)
$f > 66,0$ Hz	0
$63,5$ Hz $< f \leq 66,0$ Hz	30,0
$62,0$ Hz $< f \leq 63,5$ Hz	150,0
$60,5$ Hz $< f \leq 62,0$ Hz	270,0
$58,5$ Hz $\leq f < 59,5$ Hz	390,0
$57,5$ Hz $\leq f < 58,5$ Hz	45,0
$56,5$ Hz $\leq f < 57,5$ Hz	15,0
$f < 56,5$ Hz	0

Fonte: Adaptado do submódulo 2.8 de [12].

Tabela E. 2: Variações de tensão de curta duração.

<b>Tipo de VTCD</b>	<b>Duração da VTCD</b>	<b>Amplitude em Relação à Tensão Nominal</b>
Interrupção Momentânea de Tensão (IMT)	$\leq$ a 3 (três) segundos	< que 0,1 pu
Afundamento momentâneo de tensão (AMT)	$\geq$ a um ciclo e $\leq$ a 3 (três) segundos	$\geq$ a 0,1 e < que 0,9 pu
Elevação momentânea de tensão (EMT)	$\geq$ a um ciclo e $\leq$ a 3 (três) segundos	> que 1,1 pu
Interrupção temporária de tensão (ITT)	> que 3 (três) segundos e $\leq$ a 1 (um) minuto	< que 0,1 pu
Afundamento temporário de tensão (ATT)	> que 3 (três) segundos e $\leq$ a 1 (um) minuto	$\geq$ a 0,1 e < que 0,9 pu
Elevação temporária de tensão (ETT)	> que 3 (três) segundos e $\leq$ a 1 (um) minuto	< que 1,1 pu

Fonte: Adaptado do submódulo 2.8 de [12].