



AVALIAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE INTERCONEXÃO DE FONTES CONECTADAS VIA CONVERSORES NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

DAYANE CARVALHO DA SILVA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

**AVALIAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE INTERCONEXÃO DE
FONTES CONECTADAS VIA CONVERSORES NOS
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Dayane Carvalho da Silva

Trabalho final de graduação submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

APROVADO POR:

Prof. Francis Arody Moreno Vásquez, D.Sc. (ENE-UnB)
(Orientador)

Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, D.Sc. (ENE-UnB)
(Examinador Interno)

Prof. Kleber Melo e Silva, D.Sc. (ENE-UnB)
(Examinador Interno)

Brasília/DF, 14 de fevereiro de 2025.

FICHA CATALOGRÁFICA

CARVALHO DA SILVA, DAYANE

AVALIAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE INTERCONEXÃO DE FONTES CONECTADAS VIA CONVERSORES NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA [Distrito Federal] 2025.

xiii, XXp., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, Engenharia Elétrica, 2025).

Trabalho de Graduação – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

- | | |
|---------------------------------|---------------------|
| 1. Fontes renováveis | 2. Gerador síncrono |
| 3. Controle de turbinas eólicas | 4. EMTP |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

SILVA, D.C. (2025). Avaliação dos critérios de interconexão de fontes conectadas via conversores nos sistemas elétricos de potência, Trabalho de Conclusão de Curso, Publicação 2025, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Dayane Carvalho da Silva

TÍTULO: Avaliação dos critérios de interconexão de fontes conectadas via conversores nos sistemas elétricos de potência.

GRAU: Engenheiro Eletricista ANO: 2025

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de graduação e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse trabalho de graduação pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Dayane Carvalho da Silva

Departamento de Eng. Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

DEDICATÓRIA

A Deus, por sua presença constante
Aos meus pais, pelo amor e apoio incansáveis
e aos amigos, pela amizade e incentivo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, acima de tudo, a Deus, pelo dom da vida, pela saúde, por colocar pessoas incríveis em meu caminho e por ser minha fiel companhia em todos os momentos.

À minha mãe, minha eterna gratidão pelo apoio incondicional e pelos sacrifícios feitos para que eu tivesse acesso às oportunidades que, um dia, lhe foram escassas.

À minha família, pelo carinho, apoio e compreensão ao longo de toda a minha jornada acadêmica.

Ao meus queridos amigos, Allyck e Rafaela, pelo companherismo e pelas risadas que tornaram essa caminhada mais leve. Vocês são parte das minhas melhores memórias na UnB.

Aos colegas e amigos que, de alguma forma, fizeram parte da minha trajetória em Engenharia Elétrica, minha gratidão por contribuírem para o meu aprendizado e crescimento.

Ao professor Francis, minha especial gratidão não apenas por sua orientação acadêmica, mas também por seu exemplo de excelência profissional e por me incentivar a desenvolver minhas habilidades e reconhecer meu próprio potencial ao longo desta jornada.

RESUMO

Neste trabalho, é realizada uma avaliação dos critérios de interconexão de fontes conectadas via conversores nos sistemas elétricos de potência, com foco nos requisitos técnicos adotados no Brasil e sua comparação com normas internacionais. A análise documental dos códigos de rede de diferentes países abrange aspectos como faixas de operação de frequência e tensão, injeção e absorção de potência reativa, suportabilidade a variações de tensão, inércia sintética e a utilização de compensadores síncronos. Além disso, foram conduzidas simulações no software EMTP para avaliar o desempenho dos diferentes modos de controle de potência reativa e a aplicação do requisito VRT (*Voltage Ride-Through*) com os limites de suportabilidade brasileiros. Também foi analisada a influência do compensador síncrono na suportabilidade de tensão e sua interação com os modos de controle de potência reativa das fontes renováveis. Os resultados evidenciam diferenças entre os requisitos nacionais e internacionais, destacando fatores que favorecem a inserção de fontes renováveis e os impactos positivos da adição do compensador síncrono na aplicabilidade do VRT.

Palavras-chave: Geração renovável, sistemas eólicos, requisitos de conexão, VRT, Compensador Síncrono, HVRT, LVRT, Códigos de rede, EMTP.

ABSTRACT

In this study, an assessment of the interconnection criteria for converter-connected sources in power systems is conducted, focusing on the technical requirements adopted in Brazil and their comparison with international standards. The documentary analysis of grid codes from different countries covers aspects such as frequency and voltage operating ranges, reactive power injection and absorption, voltage variation ride-through capability, synthetic inertia, and the use of synchronous compensators. Additionally, simulations were performed in the EMTP software to evaluate the performance of different reactive power control modes and the application of the Voltage Ride-Through (VRT) requirement under Brazilian ride-through limits. The influence of the synchronous condenser on voltage ride-through capability and its interaction with the reactive power control modes of renewable sources was also analyzed. The results highlight differences between national and international requirements, emphasizing factors that facilitate the integration of renewable energy sources and the positive impact of adding the synchronous compensator on VRT applicability.

Keywords: Renewable generation, wind power systems, interconnection requirements, VRT, synchronous condenser, HVRT, LVRT, Grid Codes, EMTP.

CONTEÚDO

Sumário	i
Lista de Figuras	iii
Lista de Tabelas	viii
Lista de Símbolos	ix
Glossário	xii
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Contextualização do tema	1
1.2 Objetivos do Trabalho	3
1.3 Organização do Trabalho	4
Capítulo 2 – Fundamentação Teórica	5
2.1 Requisitos técnicos	5
2.1.1 Faixas de operação de Frequência e tensão	6
2.1.2 Geração e absorção de potência reativa: Curva de Capabilidade	7
2.1.3 Controle de potência reativa	8
2.1.4 Injeção de corrente reativa sob defeito	10
2.1.5 Atendimento ao fator de potência	11
2.1.6 Potência ativa de saída	12
2.1.7 Inércia sintética	13
2.1.8 Controle primário de frequência	15
2.1.9 Suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas	17
2.2 Compensador síncrono	18
Capítulo 3 – Metodologia	20
3.1 Análise documental	23

3.1.1	Faixas de operação de Frequência e tensão	23
3.1.2	Geração e absorção de potência reativa	26
3.1.3	Controle de potência reativa	27
3.1.4	Injeção de corrente reativa sob defeito	29
3.1.5	Controle primário de frequência	30
3.1.6	Suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas	33
Capítulo 4 – Sistema e resultados		36
4.1	Características do Sistema Elétrico com Planta Eólica	36
4.2	Modos de operação de potência reativa	37
4.2.1	Controle de Potência Reativa (<i>Q-control</i>)	37
4.2.2	Controle de Fator de Potência (<i>PF-Control</i>)	40
4.2.3	Controle de Tensão (<i>V-Control</i>)	41
4.3	Testes de Permanência em Falhas (VRT)	43
4.3.1	Teste de Sobretensão de <i>Ride-Through</i> (<i>HVRT</i>)	43
4.3.2	Teste de Subtensão de <i>Ride-Through</i> (<i>LVRT</i>)	47
4.4	Testes de Permanência em Falhas (VRT) com a adição do compensador síncrono	50
4.4.1	Teste de Sobretensão de <i>Ride-Through</i> (<i>HVRT</i>)	51
4.4.2	Teste de Subtensão de <i>Ride-Through</i> (<i>LVRT</i>)	53
Capítulo 5 – Conclusões		56
Referências Bibliográficas		58

LISTA DE FIGURAS

2.1	Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora. (ONS, 2023b)	8
2.2	Curvas de Estatismo de uma máquina síncrona (adaptado de Kundur, 1994) (KUNDUR, 1994)	9
2.3	Perfil do controle de tensão da central geradora (ONS, 2023b).	10
2.4	Requisito para injeção de corrente reativa sob defeito.	11
2.5	Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão.	12
2.6	Redução de potência ativa	13
2.7	Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão.	15
2.8	Requisito de resposta para controle primário de frequência de centrais geradoras para eventos de sub e sobre-frequência.	16
2.9	Ajustes padrão e faixas de ajustes do controle primário de frequência (ONS, 2023a)(Adaptada)	17
2.10	Tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores da central geradora	18
3.1	Alinhamento entre os requisitos nacionais e os levantados na pesquisa. Fonte: Elaborado pela autora.	22
3.2	Alinhamento entre os requisitos nacionais e os levantados na pesquisa. Fonte: Elaborado pela autora.	24

3.3	Comparação dos limites de sobreexcedente para diferentes países e normas. Fonte: Elaborado pela autora.	25
3.4	Comparação dos limites de subexcedente para diferentes países e normas. Fonte: Elaborado pela autora.	25
3.5	Requisitos de operação de tensão no Brasil, Romênia e Irlanda. Fonte: Elaborado pela autora.	26
3.6	Requisitos de operação de tensão para países sem separação de níveis de tensão. Fonte: Elaborado pela autora	26
3.7	Curvas de Geração e Absorção de Potência Reativa (Q/P_{mx}) em Função da Potência Ativa Relativa (P/P_{mx}) para Brasil, Reino Unido, Colômbia e Austrália. Fonte: Elaborado pela autora	27
3.8	Faixas de controle de potência reativa e tensão para integração de geração renovável em diferentes países. Fonte: Elaborado pela autora	28
3.9	Comparação dos requisitos de injeção/absorção de corrente reativa em função da tensão para diferentes países. Fonte: Elaborado pela autora .	29
3.10	Gráfico de controle primário de frequência com valores padrões. Fonte: Elaborado pela autora	30
3.11	Relação entre frequência e potência relativa no controle primário de frequência em Brasil, Canadá e México, e com base no padrão IEEE. Fonte: Elaborado pela autora.	31
3.12	Relação entre frequência e potência relativa no controle primário de frequência no Brasil e na Espanha, representando a banda de controle primário. Fonte: Elaborado pela autora	32
3.13	Relação entre frequência e potência relativa no controle primário de frequência, casos com banda morta centrada na potência máxima. Fonte: Elaborado pela autora	33

3.14 Gráfico de capacidade de permanência em baixa tensão (LVRT) comparando os requisitos do Brasil, França, México e Colômbia. Fonte: Elaborado pela autora	34
3.15 Gráfico de capacidade de permanência em alta tensão (HVRT) comparando os requisitos do Brasil, China, México e Colômbia. Fonte: Elaborado pela autora	35
4.1 Sistema de geração eólica e linhas de transmissão	37
4.2 Painel de configuração dos modos de controle no EMTP-RV: <i>Q - Control</i> = 0,5	38
4.3 Tensão na fase A do barramento da geração eólica para diferentes ajustes do modo de controle de potência reativa.	38
4.4 Potência Reativa no barramento da geração eólica para diferentes ajustes do modo de controle de potência reativa.	39
4.5 Potência Ativa no barramento da geração eólica para diferentes ajustes do modo de controle de potência reativa.	39
4.6 Painel de configuração dos modos de controle no EMTP-RV: <i>PF - Control</i>	40
4.7 Tensão na fase A do barramento da geração eólica para diferentes ajustes do modo de controle de Fator de Potência.	40
4.8 Potência Reativa no barramento da geração eólica para diferentes ajustes do modo de controle de Fator de Potência.	41
4.9 Painel de configuração dos modos de controle no EMTP-RV: <i>V - Control</i>	41
4.10 Tensão na fase A do barramento da geração eólica para diferentes ajustes do modo de controle de Tensão.	42
4.11 Potência Reativa no barramento da geração eólica para diferentes ajustes do modo de controle de Tensão.	43

4.12 Unifilar do Sistema de geração eólica e linhas de transmissão para teste HVRT.	44
4.13 Painel de configuração do gráfico da proteção de sobretensão dinâmica no EMTP-RV.	44
4.14 Tensão no barramento da geração eólica após eventos de sobretensão com potência reativa de referência em 0 pu.	45
4.15 Potência Reativa no barramento da geração eólica durante eventos de sobretensão para diferentes ajustes do modo de controle de potência reativa.	46
4.16 Potência Ativa no barramento da geração eólica durante eventos de sobretensão para diferentes ajustes do modo de controle de potência reativa.	47
4.17 Unifilar do Sistema de geração eólica e linhas de transmissão para teste LVRT.	47
4.18 Painel de configuração do gráfico da proteção de subtensão dinâmica no EMTP-RV.	48
4.19 Tensão no barramento da geração eólica durante eventos de subtensão com potência reativa de referência em 0 pu.	48
4.20 Tensão de fase A no barramento da geração eólica durante eventos de subtensão para diferentes valores de potência reativa de referência.	49
4.21 Potência Reativa no barramento da geração eólica durante eventos de subtensão para diferentes ajustes do modo de controle de potência reativa.	49
4.22 Potência Ativa no barramento da geração eólica durante eventos de subtensão para diferentes ajustes do modo de controle de potência reativa.	50
4.23 Diagrama do compensador síncrono	51
4.24 Unifilar do Sistema de geração eólica e linhas de transmissão para teste HVRT com compensador síncrono.	51
4.25 Tensão nas fases no barramento da geração eólica com compensador síncrono e potência reativa de referência igual a 0	52

4.26 Potência Reativa no barramento da geração eólica durante eventos de sobretensão com o suporte do compensador síncrono.	52
4.27 Potência Reativa do compensador síncrono durante eventos de sobretenção com o suporte do compensador síncrono.	53
4.28 Unifilar do Sistema de geração eólica e linhas de transmissão para teste LVRT com compensador síncrono.	53
4.29 Tensão no barramento da geração eólica após curto circuito bifásico com potência reativa de referência em 0 pu.	54
4.30 Tensões de fase B no barramento da geração eólica após curto circuito bifásico com compensador síncrono.	54
4.31 Potência Reativa no barramento da geração eólica durante eventos de subtensão com o suporte do compensador síncrono.	55
4.32 Potência Reativa no compensador síncrono durante eventos de subtensão para diferentes ajustes do modo de controle de potência reativa.	55

LISTA DE TABELAS

2.1	Faixa de operação de frequênci a - Brasil	6
2.2	Faixa de operação de Tensão - Brasil	7
3.1	Códigos de rede dos países utilizados na pesquisa e seus operadores de sistemas de transmissão. Fonte: Elaborado pela autora.	21
3.2	Requisitos de Controle Primário de Frequência em Diferentes Países e Padrões. Fonte: Elaborado pela autora	31
3.3	Variáveis presentes no gráfico da figura 3.11	32

LISTA DE SÍMBOLOS

f	Frequênciā.
t	Tempo.
v	Tensão.
Q	Potênciā reativa
P	Potênciā ativa
V_T	Tensão terminal.
R	Estatismo.
Δf	Variaçāo de frequênciā.
ΔP	Variaçāo de potênciā ativa.
Δv	Variaçāo de tensão.
f_{NL}	Frequênciā sem carga (<i>no load</i>).
f_0	Frequênciā inicial.
f_{FL}	Frequênciā em plena carga (<i>full load</i>).
Q_{\min}	Potênciā reativa mínima.
Q_{\max}	Potênciā reativa máxima.
ΔI_q	Variaçāo de corrente reativa.
T_m	Torque mecânico.
T_e	Torque eletromagnético.
ω_m	Frequênciā angular mecânica do rotor.

J	Momento de inércia.
P_m	Potência mecânica.
P_e	Potência elétrica.
H	Constante de inércia.
f_R	Frequência da rede.
P_{nom}	Potência nominal.
K_{UF}	Estatismo de subfrequência na base de potência nominal
K_{OF}	Estatismo de sobre-frequência na base de potência nominal.
bm_{UF}	Banda morta de subfrequência
bm_{OF}	Banda morta de sobre-frequência
P_{op}	Potência padrão de operação.
$P_{\text{máx}}$	Potência ativa máxima.
$P_{\text{mín}}$	Potência ativa mínima.

GLOSSÁRIO

CC	Corrente contínua.
CA	Corrente alternada.
VRT	<i>Voltage Ride Through</i> (Capacidade de permanecer conectado durante falhas).
LVRT	<i>Low Voltage Ride Through</i> (Capacidade de operar durante quedas de tensão).
HVRT	<i>High Voltage Ride Through</i> (Capacidade de operar durante elevações de tensão).
PCC	<i>Point of Common Coupling</i> (Ponto de Conexão Comum).
RAV	Regulador Automático de Velocidade.
FSC	<i>Full Size Converter</i> (Geradores eólicos com conversores de tamanho integral).
PLL	<i>Phase Locked Loop</i> (Laço de Bloqueio de Fase).
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico.
SIN	Sistema Interligado Nacional.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
GD	Geração Distribuída.
REN	Resolução Normativa.
FP	Fator de Potência.
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos).
VREF	Tensão de referência

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

A discussão sobre o crescimento da geração eólica e solar no Brasil tem ganhado muita relevância, dada a crescente inserção na matriz energética brasileira. Segundo o Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do Sistema Interligado Nacional (SIN), a capacidade instalada total em 2027 será de aproximadamente 276 GW, sendo 82 GW a parcela de geração solar e fotovoltaica, ou seja, 29,7 % da matriz energética. Adicionalmente, existe uma previsão de aumento de demanda de aproximadamente 15 % até o ano de 2028 (ENERGIA, 2024) (ONS, 2023a).

Com o aumento contínuo da geração eólica e solar, torna-se cada vez mais necessário garantir a estabilidade da rede, os desafios envolvem formas de garantir a estabilidade de tensão e frequência, dada a baixa inércia rotacional causada pelos conversores de eletrônica de potência, uma característica que geralmente é surpreendente pelos geradores síncronos.

Nesse contexto, a Resolução Normativa (REN) Nº 482/2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), é considerada o primeiro marco regulatório para a geração distribuída no Brasil. A resolução estabelece as condições gerais para o acesso de microgerações e minigerações distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica.

Além da regulamentação que dispõe sobre as condições gerais para o acesso à geração distribuída (GD) no Brasil, é necessário tratar dos requisitos técnicos para garantir a integração eficiente dos geradores à rede, e assegurar a segurança do SIN. Por este motivo, existem os códigos de rede, que são regras propostas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para as atividades de coordenação e controle da operação

da geração e da transmissão de energia elétrica integrantes do SIN.

É certo que, por razões econômicas e sociais, o avanço da geração distribuída no mundo têm ocorrido de forma desigual. Em alguns países, a participação de fontes renováveis na matriz energética já ultrapassa a do Brasil, o que fez com que seus códigos de rede evoluíssem de forma mais robusta. Esses códigos mais avançados podem servir como uma referência para aprimorar o código de rede brasileiro.

Cerca de 198 países concordaram, na conferência sobre mudanças climáticas - COP 28, em triplicar a capacidade de geração de energias renováveis até 2030. Com essa meta, a previsão é que a capacidade global atinja cerca de 11.000 GW até 2030 (IEA, 2024). Considerando essa projeção, somada com os recursos investidos mundialmente em estudos e refinamentos dos códigos de rede, busca-se garantir a segurança, redução de perdas, aumento da eficiência e estabilidade da rede.

Um dos desafios mais visíveis na geração eólica e solar é a intermitência, onde a geração solar atinge seu pico durante o dia, enquanto a eólica depende da intensidade do vento. Essa característica pode levar a uma relação desigual de geração e demanda em determinados períodos do dia, causando aumento da frequência quando a geração supera a carga e diminuição quando a geração for insuficiente para atender a demanda. (CORRêA, 2023)

Estudos indicam que a partir de 25 % de penetração, a incidência de problemas de instabilidade de tensão, aumento da corrente de curto-circuito e instabilidade de frequência aumentam consideravelmente (VIET; YOKOYAMA, 2010). Um dos motivos é que a proporção entre geradores síncronos convencionais e unidade de geração conectada via conversores pode se tornar menos significativa. Diferentemente da geração renovável, que a maior inércia existente nos geradores síncronos garante mais estabilidade durante eventos de instabilidade. Além disso, a máquina síncrona pode injetar mais de 5 vezes sua corrente nominal diante de curtos circuitos, diferente da geração renovável cuja contribuição para as faltas é limitada em virtude da proteção das chaves eletrônicas (ENTSO-E, 2020).

A China e os Estados Unidos tornaram obrigatória, em seus códigos de rede, a

realização de previsões de produção pelas centrais eólicas. Já na Irlanda, passou-se a exigir que os geradores retenham a corrente ativa pré-falta e forneçam corrente reativa adicional, usando o restante da capacidade nominal (IRENA, 2022).

Em 2023, na região da linha de transmissão no Ceará, ocorreu um apagão que, segundo o Relatório de Análise de Perturbação (RAP), documento emitido pelo ONS, foi causado por uma falha nos equipamentos de controle de tensão, associada a uma inadequação na compensação de potência reativa diante do aumento da geração renovável. Como medida de proteção, a linha foi desligada. Considerando a necessidade de evitar eventos semelhantes, os requisitos de conexão vêm sendo revisados e atualizados para garantir um funcionamento seguro e estável da rede, em um cenário de crescente inserção de geração eólica e solar (PODER360, 2024).

Nesse sentido, este trabalho promove uma análise dos requisitos atuais no panorama nacional e a comparação com as exigências de conexão à rede existentes em outros países, incluindo a injeção de corrente de sequência negativa, o crescente uso do compensador síncrono para auxiliar na estabilidade de uma rede com crescente inserção de geração renovável, entre outros conceitos recentes. Além disso, torna-se necessário avaliar a suficiência dos requisitos já construídos como a capacidade de suportar variações de tensão *Voltage Ride Through* (VRT), injeção de inércia sintética e Injeção ou Absorção de Corrente Reativa.

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo geral deste trabalho é analisar qualitativamente os requisitos de conexão de fontes renováveis do Brasil com outros países, e verificar a influência da estratégia de controle dos inversores visando tensões adequadas na barra de interconexão. Para isso, os seguintes objetivos específicos forma definidos.

- Apresentar o cenário atual da regulamentação dos requisitos de conexão de geração renovável no Brasil, por meio de um estudo técnico dos requisitos.
- Comparar os requisitos nacionais com os códigos de rede adotados internacional-

mente, visando identificar os cenários mais favoráveis para a alta integração de geração renovável.

- Testar e analisar, utilizando o software EMTP, os diferentes modos de controle de potência reativa em sistemas com geração renovável.
- Avaliar a aplicabilidade do requisito VRT em diferentes configurações de controle de potência reativa, com e sem a presença de compensador síncrono, observando seus efeitos na estabilidade do sistema.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está organizado nos seguintes capítulos:

- No capítulo 2, será apresentado o estudo técnico de cada requisito, começando pela análise do cenário nacional, previsto pelas normas do ONS. O objetivo é construir uma base sólida para a compreensão dos requisitos internacionais, criando um ponto de partida para comparações com outros países.
- No capítulo 3, será descrita a metodologia de pesquisa utilizada no trabalho, explicando como foi realizada a seleção dos países e normas, os processos de coleta de dados e as limitações na pesquisa. Além disso, serão apresentados os requisitos adotados em outros países, com uma abordagem comparativa que destacará as diferenças na flexibilidade dos países em relação à determinados requisitos.
- No capítulo 4, serão apresentadas simulações no EMTP-RV para uma linha com geração eólica. Inicialmente, serão avaliados os modos de controle de potência reativa em um sistema estável. Em seguida, será testado o requisito LVRT com diferentes valores de potência reativa injetada, e, por fim, repetirão os testes com o compensador síncrono para verificar seu impacto no VRT.
- No capítulo 5, será a conclusão do estudo, consolidando os principais achados e discutindo os desafios e oportunidades para o aprimoramento dos códigos de rede no país.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo apresenta a fundamentação teórica necessária para o desenvolvimento deste trabalho. O estudo aborda os requisitos técnicos estabelecidos pelas normas, com destaque para conceitos relacionados à injeção e absorção de potência reativa, curva de capacidade, curvas de estatismo, inércia sintética, entre outros. Além disso, serão explorados o funcionamento do compensador síncrono e os diferentes modos de controle de potência reativa, proporcionando uma visão abrangente dos fundamentos técnicos que sustentam esta análise.

2.1 REQUISITOS TÉCNICOS

No Brasil, os requisitos técnicos são estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS. O submódulo 2.10 entrou em vigor em 2023 e é uma atualização do antigo submódulo 3.6. As atualizações incluem tempo de resposta mais adequado, controle primário de frequência, ampliação da faixa de ajuste do estatismo de tensão, métricas de performance dinâmica para controle de tensão e de regulação de frequência. Nessa nova perspectiva, o conhecimento e possível aprimoramento do código de rede torna-se indispensável.(NERIS, 2024)

O submódulo 2.10, intitulado de *Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão*, estrutura no item 5 a "Conexão de centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas", sua estrutura é dividida em requisitos técnicos gerais e alguns requisitos adicionais. Neste tópico serão discutidos os requisitos considerados mais relevantes.

2.1.1 Faixas de operação de Frequência e tensão

As faixas de operação de frequência e tensão são requisitos comuns na maioria dos códigos de rede, estabelecendo os intervalos de frequência e tensão nos quais os geradores devem permanecer conectados e definem um tempo limitado para sua operação durante instabilidades na rede. Esse controle visa evitar falhas nos equipamentos que foram projetados para operar dentro de numa determinada faixa de valores e proteger o sistema elétrico.

No Brasil, segundo observado na tabela 2.1, o código de rede determina que, para frequências superiores a 63 Hz e inferiores a 56 Hz, os geradores devem ser desligados instantaneamente, configurando a faixa mais crítica. Para frequências entre 58,5 Hz e 62,5 Hz, o sistema opera normalmente. Já nos intervalos entre os valores de desligamento instantâneo e a operação por tempo ilimitado o tempo de operação passa a ser permitido porém por tempo limitado.

Tabela 2.1. Faixa de operação de frequência - Brasil

Faixa de frequência	Conexão
$f < 56$ e $f > 63$ Hz	Desligamento instantâneo
$56 < f < 58,5$ Hz	$t < 20$ s
$62,5 < f < 63$ Hz	$t < 10$ s
$58,5 < f < 62,5$ Hz	t Ilimitado

Tabela 2.1. Fonte: (ONS, 2023b)

Quanto à faixa de operação de tensão, o código de rede diferencia os níveis de tensão, conforme a tabela 2.2. O tempo exigido pela norma é o tempo mínimo que a central geradora deve manter a operação em situações que a tensão opera em regime não nominal. Além disso, para tensões até 0,10 vezes acima da tensão máxima admitida em condições operativas sob contingências o tempo mínimo de operação é de 2,5 s, para os demais níveis de tensão. Tensão máxima sob contingência

Tabela 2.2. Faixa de operação de Tensão - Brasil

Nível de Tensão	Intervalo de Tensão	Tempo mínimo
500 kV	$0,90 < v < 0,95 \text{ pu}$	5 s
	$1,10 < v < 1,20 \text{ pu}$	2,5 s
Demais níveis	$0,85 < v < 0,90 \text{ pu}$	5 s
	$v_{máx} + 0,10 \text{ pu}$	2,5 s

Tabela 2.2. Fonte: (ONS, 2023b)

2.1.2 Geração e absorção de potência reativa: Curva de Capabilidade

O código de rede brasileiro apresenta a curva de capacidade da figura 2.1 e indica que a central geradora deve sustentar a operação um com fator de potência indutivo ou capacitivo dentro da área da curva. A curva de capacidade fornece uma representação gráfica dos limites de operação, sem superaquecimento ou perda de estabilidade(FLORES *et al.*, 2023).

No eixo das abscissas, tem-se a potência reativa normalizada ($Q/P_{máx}$), calculada como a razão entre a potência reativa (Q) e a potência ativa máxima ($P_{máx}$). Baseado no funcionamento de um gerador síncrono, quando os valores são negativos, a potência reativa é capacitativa e absorvida, já quando os valores forem positivos, pode ser indutiva e, portanto, gerada. O eixo das ordenadas representa a potência ativa normalizada pela potência ativa máxima ($P/P_{máx}$), razão entre a potência reativa (Q) e a potência ativa máxima ($P_{máx}$).

Na curva brasileira, a central geradora deve operar com um fator de potência de 0,95 ou 1, podendo ser capacitivo ou indutivo. Quando $P/P_{máx} = 1$ e $Q = 0$ a central opera com fator de potência unitário, o que significa que toda a potência fornecida é ativa. Além disso, o regulamento estabelece que a potência reativa pode ser aumentada até o limite de 20 % da potência ativa nominal. Nesse caso, ela atinge o limite máximo de $Q/P_{máx} = 0,329$ ou $Q/P_{máx} = -0,329$.

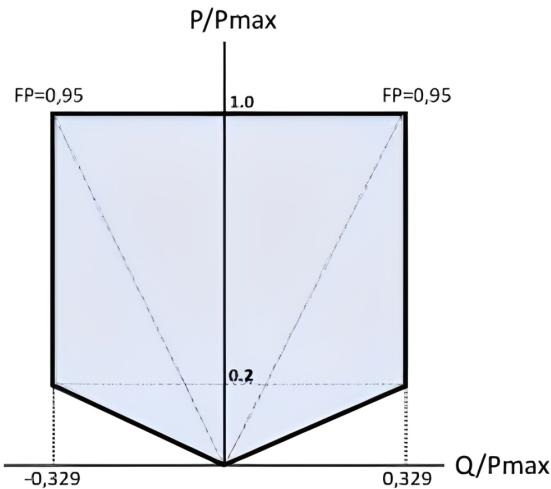


Figura 2.1. Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora. (ONS, 2023b)

2.1.3 Controle de potência reativa

De acordo com o Submódulo 2.10 do ONS, a central geradora deve ser capaz de operar em três modos de controle de potência reativa: controle de potência reativa, controle de tensão e controle de fator de potência. Embora o controle de tensão seja o mais comumente adotado no Brasil e em diversas normas internacionais, a central geradora deve estar apta a operar nos demais modos de controle, caso solicitado pelo operador do sistema, que, no caso brasileiro, é o ONS.

Para o método de controle de tensão, o ONS utiliza a curva de estatismo comumente usada para explicar o comportamento das máquinas síncronas. O estatismo(R) é a inclinação ou regulação de velocidade, como ilustrado graficamente na figura 2.2(a). A mesma expressão de estatismo pode ser aplicada à potência reativa (Q) e à tensão terminal (V_T), conforme mostrado no gráfico 2.2(b). Essa relação descreve a variação percentual da potência de saída causada por uma queda na geração ou um aumento na carga, necessária para alterar o valor da frequência. Esse conceito é fundamental para compreender a estabilidade do sistema: quanto maior o estatismo, mais estável é o sistema, ou seja, menos sensível a variações de frequência. Além disso, o estatismo permite analisar a capacidade de resposta do sistema diante de perturbações.

Ao utilizar geradores eólicos de velocidade variável é possível controlar a energia

reativa, esse controle auxilia a manutenção da tensão no sistema durante perturbações enquanto outras medidas de remediação são aplicadas. As perturbações podem ser causadas por alteração no carregamento da rede, alteração de cargas, interrupções e manobras (ELECTRICITY), 2016).

A dinâmica de orientação da potência reativa é definida através do controle do sincronismo realizado por um dispositivo PLL - Phase Locked Loop. Ao estimar o ângulo instantâneo da tensão da rede, a tensão no barramento do inversor é comparada com a tensão da rede. A partir disso pode-se estimar se o sistema necessita de injeção ou absorção de potência reativa (SANTOS, 2015).

Cada modo de controle deve ser utilizado com a compreensão de que a escolha do parâmetro prioritário para a análise do sistema implicará na consequente diminuição da ênfase sobre outro parâmetro. Por exemplo, ao priorizar o controle baseado no fator de potência, pode ser necessário limitar a flexibilidade do ajuste nos valores de potência reativa. Além disso, se trata de apenas uma das medidas que, adotadas em conjunto, contribuem para a estabilidade da tensão. Além disso, o controle através do fator de potência é mais indicado para operações com potência ativa alta já que a prioridade é equilibrar P e Q, além de sobrar menos margem de potência reativa para possíveis ajustes. Já o controle de tensão, é indicado para situações em que a potência ativa é baixa, pois a geração renovável terá maior margem para ajuste de potência reativa (KIM; SONG, 2020).

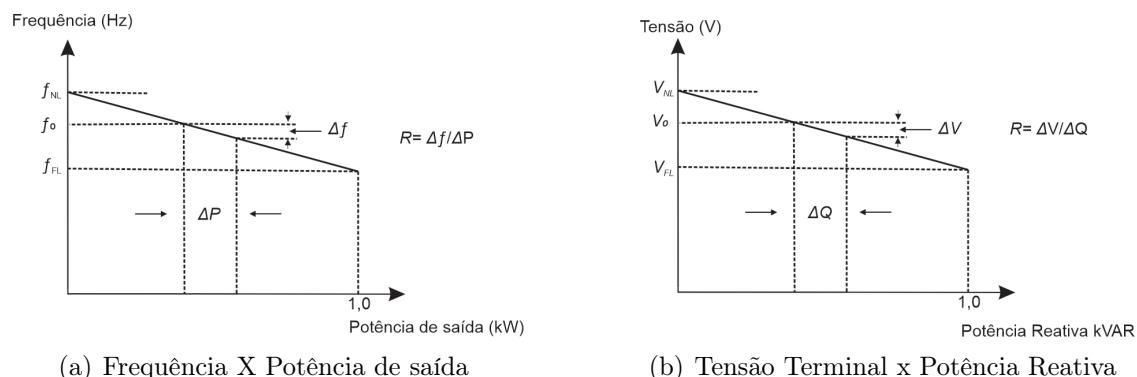


Figura 2.2. Curvas de Estatismo de uma máquina síncrona (adaptado de Kundur, 1994) (KUNDUR, 1994)

De acordo com o submódulo 2.10, a central de operação deve manter o controle

de tensão no barramento de referência, conforme ilustrado no gráfico 2.3. O eixo das coordenadas apresenta a variação de potência reativa, desde a potência mínima com $FP = 0,95$ indutivo até a máxima com $FP = 0,95$ capacitivo. Espera-se que a central geradora mantenha a tensão sempre no ponto da tensão de referência com $Q=0$. Quando se injeta potência reativa, a tensão tende a aumentar (lado direito); por outro lado, quando se absorve Q (lado esquerdo), a tensão diminui.

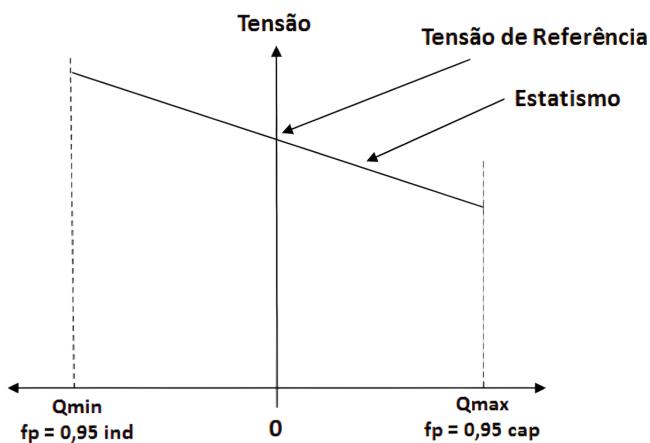


Figura 2.3. Perfil do controle de tensão da central geradora (ONS, 2023b).

2.1.4 Injeção de corrente reativa sob defeito

Em eventos de instabilidade, o controle da injeção e do consumo de potência reativa é utilizado para regular a tensão de operação, conforme ilustrado na figura 2.4. O ponto zero no eixo da tensão (V) indica o ponto de equilíbrio, onde não há fornecimento nem consumo de energia reativa. Essa condição de equilíbrio se mantém dentro da faixa de 0,85 a 1,1 , representada pela área amarela do gráfico. Fora dessa região, a central geradora deve intervir: quando a tensão cai abaixo de 0,85 pu, a unidade começa a injetar potência reativa; quando ultrapassa 1,1 pu, a unidade passa a consumir potência reativa.

Além de fixar os limites para a intervenção da central geradora, a norma estabelece um tempo mínimo de resposta de 30 ms após a detecção da falta. Os valores recomendados para a faixa de operação, $V_1 = 0,5$ e $V_2 = 1,2$, podem ser ajustados conforme as especificações das unidades. Durante o fornecimento de potência reativa,

para preservar o limite nominal do equipamento, pode ocorrer a redução da potência ativa.

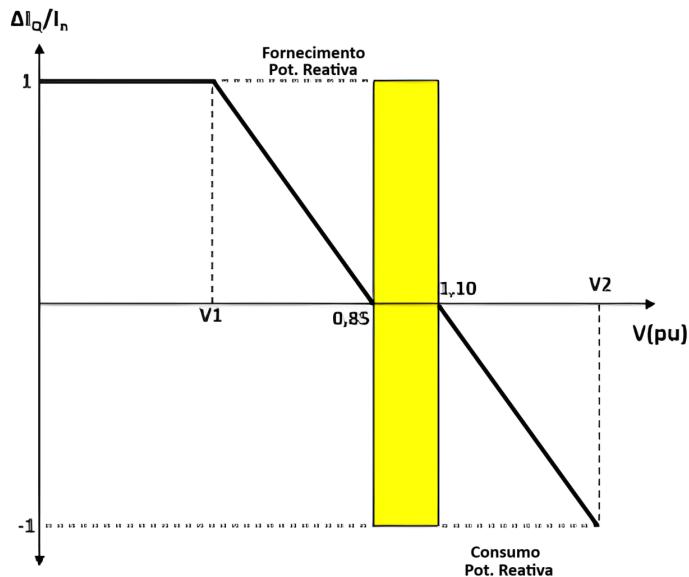


Figura 2.4. Requisito para injeção de corrente reativa sob defeito.

2.1.5 Atendimento ao fator de potência

O fator de potência reflete a eficiência e qualidade de energia elétrica, e tende a gerar perdas e quedas de tensão quando seu valor é muito baixo. Para corrigir esse problema, as unidades de geração podem ser projetadas e controladas para injetar parcelas de potência reativa, visando melhorar a regulação de tensão diante de variações de carga e eventuais distúrbios na rede (SALEEM; MAJED, 2019).

A norma define não apenas valores de fator de potência fixo, mas uma faixa de valores que permite a flexibilidade que a geração distribuída precisa diante de possíveis variações ao longo do dia. A figura 2.5, traz uma atualização do antigo submódulo 3.6 do antigo procedimento de rede que foi atualizado pela norma 2.10. Essa atualização diferencia entre 500 kV e os demais níveis de tensão a região de operação do fator de potência.

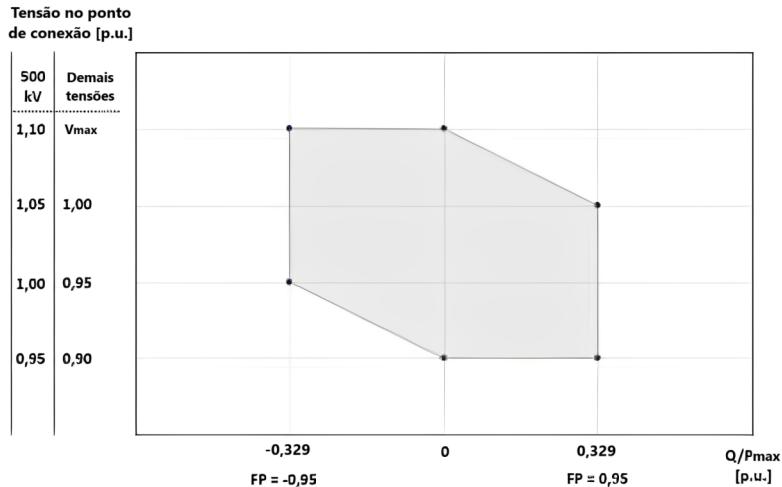


Figura 2.5. Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão.

A região sombreada no gráfico delimita os limites normais de operação, o Fator de potência está sempre entre 0,95 capacitivo e indutivo, e a tensão varia segundo o nível de tensão. Para 500 kV, por exemplo, a tensão varia entre 0,95 e 1,10 pu. Quando $Q/P_{máx} = 0$, a potência reativa é nula, de modo que o sistema opera com fator de potência unitário. No entanto, conforme as necessidades da rede, a potência reativa pode ser ajustada para manter a estabilidade da tensão.

À medida que a tensão diminui, mais energia reativa pode ser injetada para elevar o nível de tensão, obedecendo ao limite máximo que o sistema pode fornecer para manter o FP dentro do limite. No lado esquerdo do gráfico, ocorre a absorção de Potência Reativa (Q), o que causa queda na tensão. Vale destacar que, para 500 kV, quando a tensão se aproxima de 1 pu, no limite inferior, para reduzir a tensão e manter o FP dentro do limite de operação, o sistema deve fornecer reativo. Da mesma forma, no limite superior, no lado direito do gráfico, para aumentar a tensão acima de 1,05 pu, o sistema deve absorver potência reativa.

2.1.6 Potência ativa de saída

As Especificações de rede no Brasil também definem critérios de potência ativa, dentre eles a exigência de que, após uma falta, a tensão deve ser recuperada em 85 % e, somente depois, a potência deve ser restaurada para 85 % do valor de pré-falta,

de acordo com os Requisitos de Rede do ONS, em 4 segundos. Esse requisito permite fornecer a potência dentro da faixa de operação padrão e manter a qualidade de energia. Salienta-se que existe a necessidade de recompor a tensão antes de restaurar a potência porque os conversores de potência utilizados para a interconexão precisam de uma tensão e frequência de referência para poderem operar adequadamente. Caso contrário, os sinais de tensão e corrente no ponto de conexão podem apresentar distorções e, ainda, estarem fora dos limites de operação.

Ainda, a redução da potência ativa de saída é também uma estratégia adotada para lidar com eventuais sobrefrequências, causadas por desconexão de cargas. A tabela presente na figura 2.6 apresenta os requisitos exigidos pelo código de rede brasileiro para a redução de potência ativa de saída. O regulamento impõe que a redução não é permitida para alguns intervalos de frequência e tensão, enquanto a redução em 10% do seu valor é permitida para frequência entre 57 Hz e 58,5 Hz.

Na revisão bibliográfica feita neste trabalho, não foi identificado o motivo para as restrições de potência em função dos limites de frequência e tensão. Nesse sentido, uma justificativa plausível é o fato que as malhas de controle dos inversores precisam de uma referência de tensão e frequência para realimentar sua malha de controle. Consequentemente, a resposta do controle relacionado com a potência entregue pode priorizar de forma constante caso seus sinais de referência, a tensão da barra e seu ângulo, ou frequência, fiquem fora das respectivas faixas de operação denominadas adequadas.

Redução da potência ativa	
Não é permitida	Frequências entre 58,5 e 60 Hz Tensões entre 0,85 e 1,10 pu
Permitida até 10%	Frequências entre 57 e 58,5 Hz

Figura 2.6. Redução de potência ativa

2.1.7 Inércia sintética

A equação de oscilação da máquina síncrona permite compreender seu comportamento durante um desbalanço entre o torque eletromagnético e o torque mecânico. Esse desbalanço é descrito pela Equação 2.1, onde T_m representa o torque mecânico, T_e

é o torque eletromagnético gerado pela interação entre o rotor e o campo magnético, ω_m é a velocidade angular mecânica do rotor, e J é o momento de inércia do conjunto turbina - gerador.

$$J \cdot \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad (2.1)$$

Ao utilizar a relação do momento de inércia e da constante de inércia (H), juntamente com a relação entre torque e a potência aparente, é possível reescrever a equação 2.1 em termos de potência. O desbalanço de torques pode ser expresso em termos de potência mecânica e potência elétrica, aqui, f_r representa a frequência elétrica da rede, conforme mostrado na equação:

$$2 \cdot H \cdot \frac{df_r}{dt} = P_m - P_e \quad (2.2)$$

Quando $P_m = P_e$, não há desequilíbrio entre as potências pois a derivada da frequência é zero, resultando em uma velocidade angular constante. Já para os casos em que $P_m \neq P_e$, tem-se um desequilíbrio entre os torques que provoca variação da velocidade angular, ou seja, passa a existir uma aceleração. Nessas situações, onde ocorre uma variação na frequência da rede, as máquinas síncronas injetam ou absorvem energia cinética que fica armazenada, esta está diretamente ligada ao momento de inércia (J), fornecendo uma atenuação para a instabilidade.

Na geração solar, os painéis fotovoltaicos não possuem energia cinética associada. Além disso, estão conectados à rede por meio de conversores eletrônicos, que não armazem energia como os geradores síncronos. Na geração eólica, muitos aerogeradores utilizam geradores de indução que não estão diretamente conectados à rede, pois os conversores eletrônicos de potência intermediam a conexão entre os geradores e o sistema elétrico.

Diante disso, a regulamentação brasileira impõe como requisito, através do gráfico 2.7, a resposta da potência de saída em função de uma variação na frequência da rede. Os controladores dos aerogeradores devem emular a inércia através do ajuste da potência de saída, essa situação ocorre quando acontecem variações de frequência na

rede e busca-se a estabilização.

Quando ocorrem eventos de subfrequência maiores que 0,2 Hz, a potência ajustada deve ser no mínimo 10 % da potência nominal por no mínimo 5 s. Além disso, para cada Hz de desvio de frequência deve ser injetado 0,8 pu da potência nominal. Conforme a inércia sintética age, a frequência retorna gradualmente ao seu valor normal, tornando dispensada a emulação de inércia.

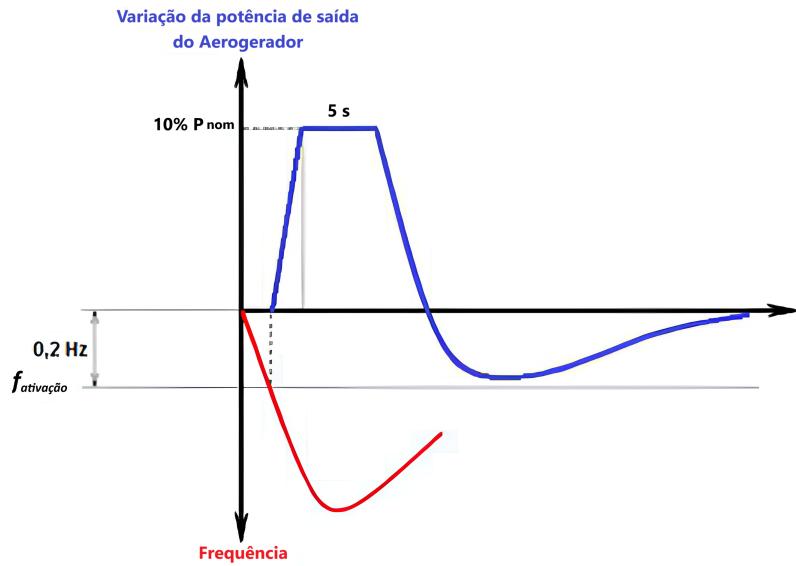


Figura 2.7. Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão.

2.1.8 Controle primário de frequência

A Regulação primária consiste no controle automático realizado pelas unidades geradoras para mitigar desvios de frequência no sistema elétrico. Esse ajuste ocorre por meio do aumento ou redução da potência ativa, com o objetivo de que a frequência retorne à valores mais próximos da frequência nominal. O controle é feito pelo regulador automático de velocidade (RAV), que controla o torque mecânico da turbina-gerador impactando diretamente a potência elétrica gerada (CUNHA, 2017).

A norma estabelece que unidades com potência instalada superior a 10 MW devem ajustar sua resposta de acordo com a diferença entre a frequência medida e a frequência de referência. A faixa de ajustes é apresentada no gráfico da figura 2.8. No eixo ver-

tical, estão representadas as potências ativa máxima $P_{MÁX}$ e mínima $P_{MÍN}$ injetadas. No eixo da frequência, com a frequência nominal (60 Hz) ao centro, subfrequência à esquerda e sobre-frequência à direita.

Uma reta azul entre as $P_{MÁX}$ e $P_{MÍN}$, é chamada de "potência ativa prévia", ela equivale ao valor de potência em um estado sem distúrbios de frequência. Os coeficientes de estatismo K_{UF} e K_{OF} descrevem a proporção de variação de potência ativa em resposta a eventos de subfrequência e sobre-frequência, funcionando como constantes de proporcionalidade. Quando a frequência cai abaixo de 60 Hz, a potência ativa pode aumentar até o limite de $P_{MÁX}$, e quando a frequência ultrapassa a frequência nominal a potência ativa pode diminuir até $P_{MÍN}$.

Além disso, existe uma zona morta (bm_{UF} e bm_{OF}), onde variações de frequência dentro desse intervalo são consideradas não críticas, desta forma a potência ativa continua a mesma.

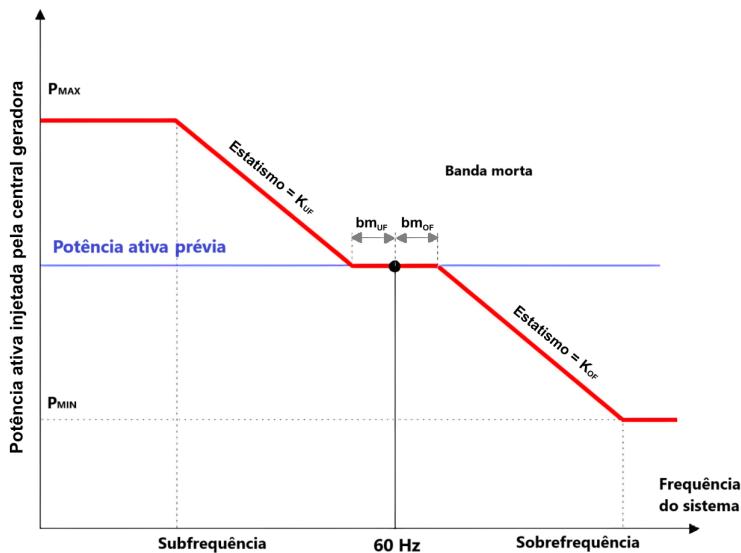


Figura 2.8. Requisito de resposta para controle primário de frequência de centrais geradoras para eventos de sub e sobre-frequência.

A norma também estabelece valores de ajuste Padrão, Mínimo e Máximo para cada parâmetro do controle primário de frequência, conforme tabela da figura 2.9. Observa-se que, se a frequência variar dentro da banda sugerida pelo ajuste padrão ($-0,1 < \Delta f < 0,1 \text{ Hz}$), a potência ativa não será ajustada. Os ajustes de K_{UF} e K_{OF} em 5 % significam que, para cada 1 Hz de queda ou aumento de frequência, a

potência ativa será aumentada ou reduzida, respectivamente, em 5 %.

	Padrão	Mínimo	Máximo
bm_{UF}	0,1 Hz	0,040 Hz	0,2 Hz
bm_{OF}	0,1 Hz	0,040 Hz	0,2 Hz
K_{UF}	5%	2%	8%
K_{OF}	5%	2%	8%
P_{MAX}	100%		100%
P_{MIN}	25%		25%

Figura 2.9. Ajustes padrão e faixas de ajustes do controle primário de frequência (ONS, 2023a)(Adaptada)

2.1.9 Suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas

Um desconexão repentina dos geradores pode comprometer a estabilidade da rede elétrica. Por isso, os códigos de rede exigem que a central geradora deve continuar conectada, sempre que a tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores estiver dentro dos limites estabelecidos pela curva de suportabilidade a afundamentos de tensão LVRT (*Low Voltage Ride-Through*). Essa curva define o tempo mínimo que o gerador deve permanecer conectado durante eventos de queda de tensão. Da mesma forma, a curva HVRT (*High Voltage Ride-Through*) estabelece os requisitos de suportabilidade para aumentos de tensão (MAHELA *et al.*, 2019).

O gráfico da figura 2.10 ilustra o requisito brasileiro de suporte de tensão durante faltas. No eixo horizontal, tem-se um intervalo de tempo que varia de zero a 5 segundos, indicando o tempo decorrido desde o início da falta. No eixo vertical, são apresentados valores de tensão que variam de 0,2 a 1,2 pu, sendo 1 pu a tensão nominal. A área sombreada representa a faixa de tensões dentro da qual a unidade geradora deve permanecer conectada durante um distúrbio.

A linha superior do gráfico corresponde ao requisito HVRT. Para tensões acima de 1,2 pu, os geradores devem permanecer conectados por, no mínimo, 2,5 segundos, retornando ao valor de 1,1 pu. Já a linha inferior representa o LVRT, referente aos afundamentos de tensão. Nesse caso, para tensões de 0,2 pu, o sistema deve manter a conexão por 0,5 segundos e, em seguida, a tensão deve retornar para 0,85 pu em cerca de 0,5 segundos. A tensão de 0,85 pu pode ser mantida por até 4 segundos antes de

retornar a 0,9 pu.

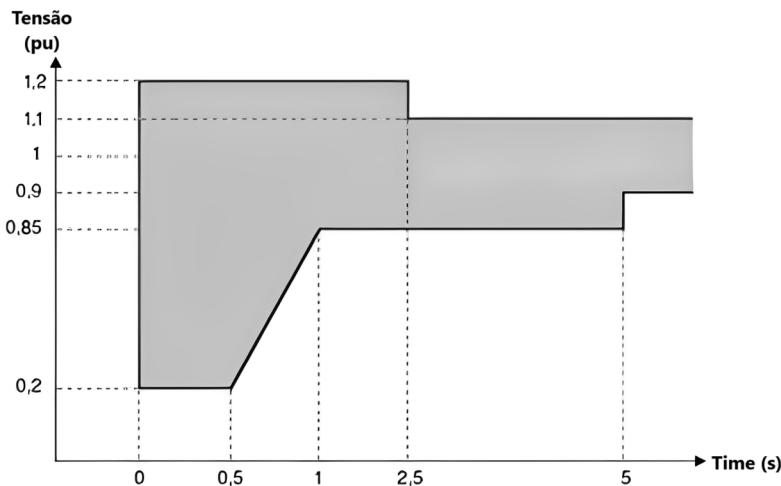


Figura 2.10. Tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores da central geradora

2.2 COMPENSADOR SÍNCRONO

O compensador síncrono, também chamado de condensador síncrono, é essencialmente um motor síncrono operando sem carga mecânica. Ele é capaz de regular a potência reativa no sistema elétrico por meio do ajuste da corrente de campo (I_f), que controla a força eletromotriz induzida (E). A corrente de campo determina o fluxo magnético no rotor, e sua variação afeta diretamente o comportamento da máquina. Quando a corrente de campo aumenta, o fluxo magnético se intensifica, elevando a força eletromotriz. Por outro lado, a redução da corrente de campo diminui o fluxo magnético e, consequentemente, a força eletromotriz (PORTO, 2024).

Se a força eletromotriz for maior que a tensão do sistema, o compensador está operando em modo sobre-excitado e gera potência reativa para a rede, apresentando um comportamento capacitivo. Se a força eletromotriz for menor que a tensão do sistema, ele opera em condição subexcitada e absorve potência reativa, funcionando de forma indutiva. Essa máquina responde de forma dinâmica às variações de tensão, podendo atuar como um reator para absorver potência reativa e reduzir sobretensões ou como um banco de capacitores, gerando potência reativa para oferecer suporte durante eventos de subtensão.

Ele desempenha um papel crucial em sistemas elétricos, sendo utilizado para regular a tensão e compensar a potência reativa em linhas de transmissão. Além disso, como os conversores limitam a corrente de saída de curto-circuito para valores que podem não ser detectados pelos dispositivos de proteção e como algumas proteções usam a corrente de curto circuito como um parâmetro crítico o compensador síncrono pode fornecer valores de curto circuito (CALDORA *et al.*, 2022). Além disso possui capacidade de sobrecarga, característica que o faz capaz de oferecer um suporte seguro durante eventos e falha.

Recentemente, os compensadores síncronos têm ganhado destaque devido à sua capacidade de fornecer inércia, resultante da sua massa giratória, e de aumentar a potência de curto-circuito do sistema elétrico. Esse aspecto é de grande importância, considerando que a geração renovável baseada em inversores (IBRs) oferece pouca contribuição para a potência de curto-circuito. A relação de curto-circuito (SCR, do inglês *Short circuit ratio*) é uma métrica utilizada para avaliar a robustez do sistema elétrico frente a variações de tensão: quanto maior o SCR, menor a sensibilidade do sistema a essas variações. Convém mencionar que os compensadores síncronos podem fornecer até cinco vezes mais potência de curto-circuito do que sua capacidade nominal, tornando-os uma recurso importante para sistemas elétricos que integram alta penetração de geração renovável (GROUP, Ano de publicação) (XU *et al.*, 2023).

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA

Este capítulo aborda a metodologia utilizada para detalhar os requisitos de conexão da geração renovável à rede elétrica. Trata-se de um trabalho descritivo, uma vez que são apresentados os requisitos de conexão da geração eólica e solar e comparados entre diferentes países, e também exploratório, pois busca-se investigar áreas pouco exploradas em relação aos códigos de rede e requisitos, identificando possíveis lacunas ou novas abordagens.

A natureza do trabalho é quantitativa e qualitativa, pois envolve a análise de dados técnicos e comparativos entre códigos de rede e normas. A análise de dados foi realizada pelos métodos comparativo e dialético, uma vez que se trata de uma análise comparativa crítica das normas de diferentes países. Foram utilizadas pesquisa bibliográfica e documental, cujas principais fontes foram livros, artigos, normas técnicas, documentos oficiais, entre outros.

A pesquisa teve como suporte inicial o documento "*Grid Codes Renewable System*", um relatório publicado em 2022 pela Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA), com foco em códigos de rede para sistemas de energias renováveis. A partir desse documento, foram levantados os principais requisitos de conexão no mundo, que serviram de base para uma pesquisa no Brasil, buscando as principais normas relacionadas ao tema, juntamente com artigos brasileiros que permitissem uma melhor compreensão dos requisitos. O objetivo era ter em mãos o panorama nacional para, posteriormente compará-lo ao contexto internacional.

Após a análise dos requisitos brasileiros, realizou-se uma busca pelos mesmos requisitos em outros países. Inicialmente, o foco foi nos códigos de rede com acesso gratuito, como a norma IEEE Std 1547-2018, que estabelece os requisitos e critérios para interligar recursos de geração distribuída a sistemas de energia elétrica, desenvolvida pelo

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). Para suprir a falta de códigos de rede disponíveis gratuitamente, uma parte da coleta de dados internacionais foi realizada por meio de artigos e relatórios técnicos.

Os países que foram encontrados dados significativos estão listados na tabela 3.1, juntamente com seus respectivos operadores de rede. Consideraram-se significativos os países para os quais foram encontrados mais de dois requisitos, extraídos de artigos ou códigos de rede. Além disso, para alguns países, os códigos de rede foram de difícil acesso ou inacessíveis gratuitamente.

País	Operador	Código de Rede
Brasil	ONS	(ONS, 2023b)
Canadá (Ontário)	IESO	(IESO, 2021)
México	CENACE	(CENACE, 2016)
África do Sul	NERSA	(NERSA, 2021)
Austrália	WP	AS/NZS 4777.2:2020 (pago)
Gana	GRIDCo	(GHANA, 2015)
Dinamarca	Energinet	(ENERGINET, 2020)
Irlanda	EIRGRID	(EIRGRID, 2024)
Espanha	REE	(ENERGÍA, 2018)
Reino Unido	National Grid ESO	((ESO), 2024)
Alemanha	E.ON	(GMBH, 2006)
Tunísia	STEG	
China	SGCC	((SGCC), 2024)
França	RTE	((RTE), 2013)
Colômbia	CREG	((CREG), 1995) ((CNO), 2020)
Romênia	Transeletrica	(GOVERNMENT, 2018)

Tabela 3.1. Códigos de rede dos países utilizados na pesquisa e seus operadores de sistemas de transmissão. Fonte: Elaborado pela autora.

Após ter a construção de uma base bibliográfica, foram mapeados os requisitos encontrados para cada país pesquisado. Esses requisitos foram comparados aos requisitos encontrados no código de rede nacional, com o objetivo de compatibilizar e analisar os requisitos já existentes. Diante disso, foi construída a tabela apresentada na figura 3.1.

	Faixas de operação de frequência	Geração/absorção de potência reativa	Controle de potência reativa	Faixas de operação de tensão	Potência ativa de saída	Inércia sintética	Controle primário de frequência	VRT	Injeção de corrente reativa
Brasil	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Canadá	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
México	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
África do Sul	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Austrália	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Gana	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Dinamarca	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Irlanda	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Espanha	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Reino Unido	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Alemanha	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
IEEE									
Tunísia									
França	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Colômbia	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
China	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Romênia	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Figura 3.1. Alinhamento entre os requisitos nacionais e os levantados na pesquisa. Fonte: Elaborado pela autora.

Pode-se notar que os países que foi identificado o maior número de requisitos encontrados foram a Dinamarca e a Romênia. Já a Austrália apresentou o menor número de requisitos acessíveis. Além disso, os requisitos mais presentes na pesquisa foram: faixas de operação de frequência, Geração/Absorção de potência Reativa e Suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas, simplificado na tabela como "VRT". O requisito de inércia sintética esteve ausente na maioria dos códigos, se tornando o menos presente. O requisito de potência ativa de saída é descrito de forma distinta pelos países, tornando o valor comparativo mínimo, desta forma foi desconsiderado nas análises.

3.1 ANÁLISE DOCUMENTAL

3.1.1 Faixas de operação de Frequência e tensão

Todos países apresentaram faixas de frequências nas quais o sistema pode operar por tempo ilimitado. Esses intervalos de frequências foram sintetizados no gráfico da figura 3.2. Dentre os países que operam na frequência de 60 Hz, o Canadá demonstrou ter uma faixa mais rígida de operação, enquanto o Brasil se mostrou o mais flexível quanto aos valores de sobreexigência. Já os países que operam com uma frequência de 50 Hz, em geral, possuem limites mais restritos de frequência para operar por tempo ilimitado, com destaque para a Espanha e a Austrália, que possuem restrições inferiores a ± 1 Hz.

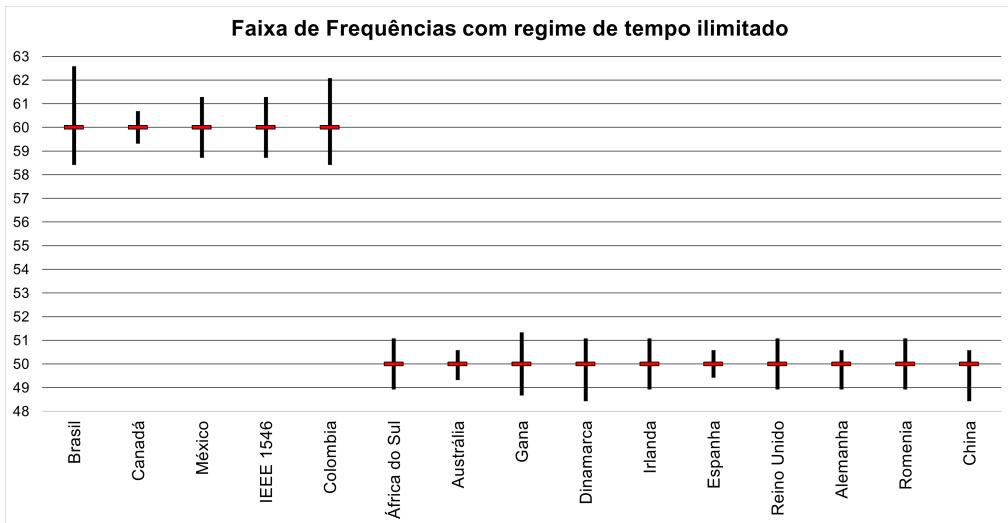


Figura 3.2. Alinhamento entre os requisitos nacionais e os levantados na pesquisa. Fonte: Elaborado pela autora.

Além dos limites de operação em tempo ilimitado, os países possuem limites de operação permitidos durante um curto período antes de ocorrer um desligamento. A Alemanha apresentou o maior valor acima da frequência de operação, com uma adição de +3,5 Hz, que é suportado por um tempo de 10 s antes do desligamento (MOHSENI; ISLAM, 2012). Além da Alemanha, o Brasil e a Colômbia identificaram valores máximos de +3 Hz acima da frequência de operação, de forma que, ao atingir a frequência de 63 Hz, o sistema é desligado.

De maneira semelhante, na figura 3.4, pode-se observar que, para os limites de subfrequência, os países, em geral, demonstram mais flexibilidade comparadas às faixas de sobre-frequência. No Canadá, a frequência mínima de 55,5 Hz pode ser suportada por até 0,35 s, enquanto, entre os países com frequência nominal de 50 Hz, a Alemanha e China apresentaram os maiores limites de subfrequência.

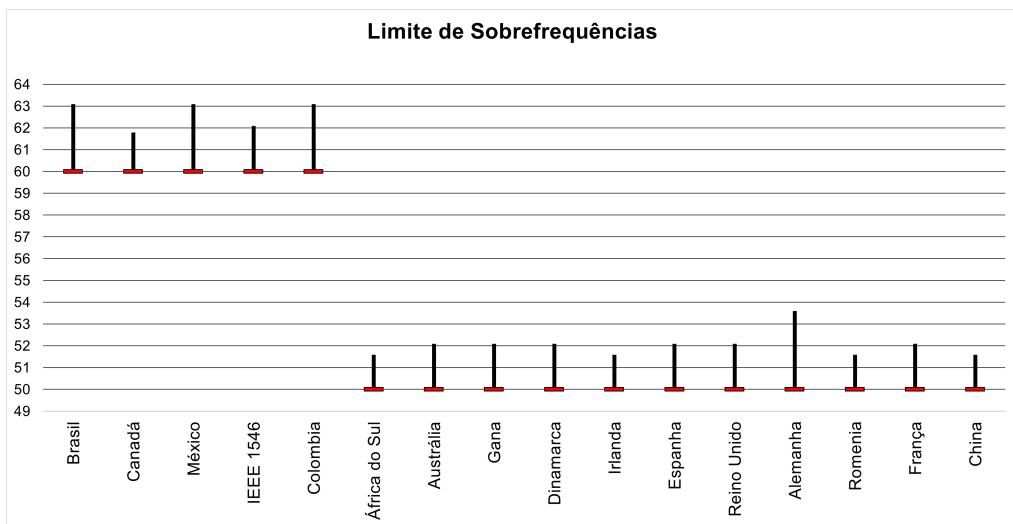


Figura 3.3. Comparação dos limites de sobreexigência para diferentes países e normas. Fonte: Elaborado pela autora.

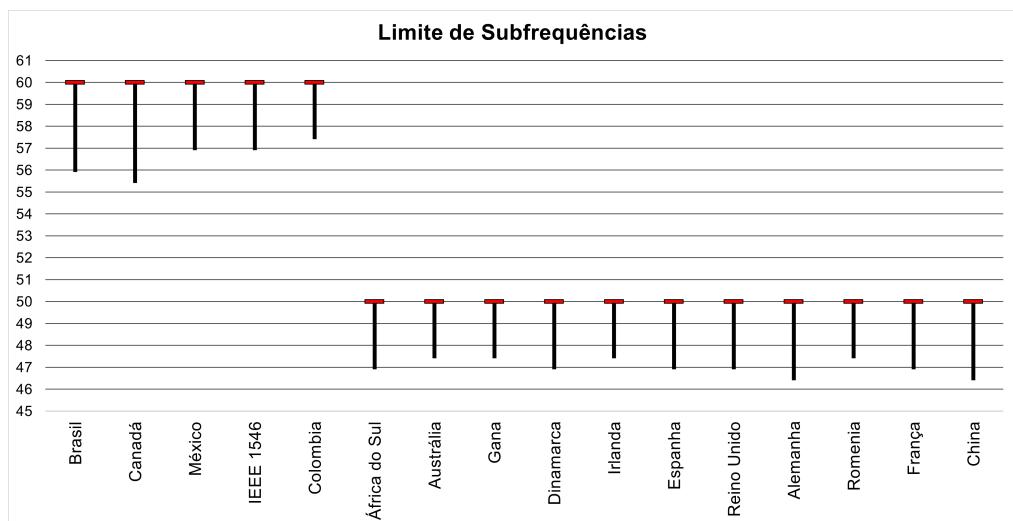


Figura 3.4. Comparação dos limites de subfrequência para diferentes países e normas. Fonte: Elaborado pela autora.

Para alguns países, as faixas de operação de tensão foram diferenciadas de acordo com os níveis de tensão da instalação. De forma semelhante ao Brasil, a Romênia e a Irlanda separaram o requisito em dois níveis de tensão, de modo que, para o nível mais baixo, as faixas de operação de tensão são ligeiramente maiores, conforme a tabela da figura 3.5. Por outro lado, a tabela da figura 3.6 detalha o requisito para países que não fazem distinção do nível de tensão. Dentre esses, a Dinamarca apresenta tempos mínimos menores, além de não apresentar uma faixa de tensão e utilizar apenas um fator unitário de tensão por unidade (pu).

	Nível de tensão	Faixas de operação de tensão	Tempo mínimo
Brasil	500kV	0,90 - 0,95 pu	5s
		1,10 - 1,20 pu	2,5s
	Demais níveis de tensão	0,85 - 0,90 pu	5s
Romênia	400kV	0,85 - 0,9 pu	60 min
		0,9 - 1,05 pu	ilimitado
		1,05 - 1,10 pu	20 min
	entre 110kV e 220kV	0,85 - 0,9 pu	60 min
		0,9 - 1,118 pu	ilimitado
		1,118 - 1,15 pu	20 min
Irlanda	entre 300kV a 400kV	0,85 - 0,9 pu	60 min
		0,9 - 1,05 pu	ilimitado
		1,05 - 1,15 pu	não permitido
	entre 110kV a 300kV	0,85 - 0,9 pu	60 min
		0,9 - 1,12 pu	ilimitado
		1,12 - 1,15 pu	não permitido

Figura 3.5. Requisitos de operação de tensão no Brasil, Romênia e Irlanda. Fonte: Elaborado pela autora.

	Faixas de operação de tensão	Tempo mínimo
China	0,9 - 1,1 pu	ilimitado
	1,1 - 1,2 pu	10s
	1,2 - 1,3 pu	5s
Espanha	0,85 - 0,90 pu	60 min
	0,90 - 1,118 pu	ilimitado
	1,118 - 1,15 pu	60 min
Dinamarca	1,2 pu	100 ms
	1,15 pu	200 ms
	1,1 pu	60s
	0,9 pu	10s
IEEE	1,2 pu	0,16s
	1,1 - 1,2 pu	2s
	0 - 0,88 pu	2s
	0 - 0,50 pu	0,16s

Figura 3.6. Requisitos de operação de tensão para países sem separação de níveis de tensão. Fonte: Elaborado pela autora .

3.1.2 Geração e absorção de potência reativa

As curvas de capacidade, em geral, apresentam comportamentos similares em termos de fator de potência. A maioria dos códigos limita a absorção ou a geração de potência reativa a um fator de potência de 0,95. No entanto, as principais distinções se localizam nos valores extremos de potência ativa. Conforme o gráfico da figura 3.7, quando os geradores estão operando sem gerar potência ativa, o Brasil não absorve ou gera potência reativa para o controle de tensão, já no Reino Unido (ZOU *et al.*, 2013) é admitida a operação até um fator de potência de 0,995. Essa forma de operação pode auxiliar o controle de tensão mesmo sem gerar potência ativa.

A Colômbia admite o mesmo comportamento, porém com uma relação de potência ativa de 10 %. Além disso, para 95 % da potência ativa o país apresenta uma faixa mais restrita de $Q/P_{máx}$, demonstrando mais rigidez para valores de potência ativa elevados. Enquanto os outros países possuem faixas mais amplas refletindo mais flexibilidade. No geral, a Austrália apresenta um cenário tecnologicamente neutro e mais flexível de operação, podendo operar com fator de potência menor que 0,950 além de não possuir restrições para potências menores que 50 % (ETXEGARAI *et al.*, 2015).

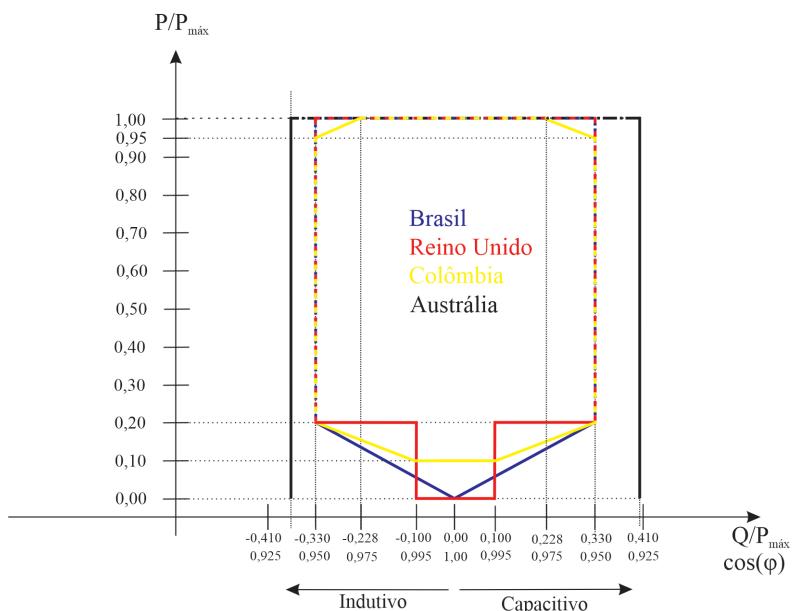


Figura 3.7. Curvas de Geração e Absorção de Potência Reativa ($Q/P_{máx}$) em Função da Potência Ativa Relativa ($P/P_{máx}$) para Brasil, Reino Unido, Colômbia e Austrália. Fonte: Elaborado pela autora

3.1.3 Controle de potência reativa

Para o requisito de controle de potência reativa, o cenário ideal para um país com alto percentual de geração renovável é a operação dentro de uma faixa de valores que harmonizam flexibilidade e estabilidade diante de variações de tensão, permitindo suporte reativo. Nessa ótica, através da figura 3.8 é possível avaliar o quanto cada país tornou o seu código de rede receptivo à uma alta penetração de geração renovável.

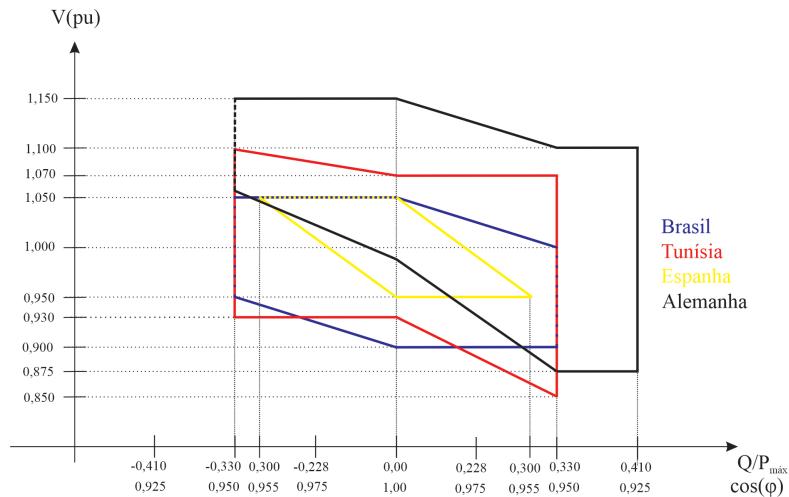


Figura 3.8. Faixas de controle de potência reativa e tensão para integração de geração renovável em diferentes países. Fonte: Elaborado pela autora

O Brasil possui faixas de operação que podem ser consideradas mais restritas já que permite a operação dentro do limite de fator de potência de 0,95 e valores de tensão próximos dos valores nominais de operação. A Tunísia, embora possua apenas cerca de 3 % da sua geração vinda de fontes renováveis ((IEA), 2024), possui um comportamento mais flexível se comparado ao Brasil, pois permite suporte de potência reativa desde tensões de 0,85 pu a 1,1 pu, esse cenário permite maior liberdade de ajuste diante de flutuações de tensão.

A Espanha apresenta o cenário mais rígido, oferecendo pouca flexibilidade de ajuste de potência reativa e com reduzida suportabilidade diante de tensões menores que 0,95 pu, nessa situação as plantas necessitaram de ferramentas de compensação reativa, como banco de capacitores e compensadores. Em contraste, a Alemanha oferece a situação mais flexível, admitindo valores de tensão máximo e mínimo de 1,15 e 0,875, respectivamente. Além disso, admite a operação com fator de potência de 0,925 para valores de tensão menores. Para tensões maiores o ajuste consome mais energia reativa já que o excesso dela causa sobretensões, já para tensões menores a Alemanha permite uma faixa maior de injeção de reativos indutivos para aumentar a tensão.

3.1.4 Injeção de corrente reativa sob defeito

A injeção de corrente reativa sob defeito é um dos requisitos relacionados à absorção e injeção de potência reativa no sistema elétrico. No entanto, esse requisito se aplica especificamente como medida corretiva após um evento que resultou em queda de tensão. A figura 3.9 apresenta três abordagens distintas para esse requisito, cada uma representando práticas de diferentes países.

De modo geral, o foco maior é dado na injeção de corrente reativa em resposta a eventos de subtensão, evidenciado pela porção esquerda do gráfico. Um exemplo é o caso da Alemanha, que estabelece uma maior previsão de injeção de corrente reativa, enquanto a absorção é prevista para tensões até 1,2 pu.

Os retângulos preenchidos na região central do gráfico representam uma zona de operação segura, na qual não ocorre nem a injeção nem absorção de corrente reativa. A zona segura varia entre os países: para a Alemanha, ela está representada pela área preenchida em rosa, enquanto a zona segura do Brasil é evidenciada pela área em azul, que abrange o intervalo de 0,85 a 1,1 pu da tensão nominal. Já Gana apresenta um comportamento diferente, marcado por uma reta contínua no eixo das abscissas, indicando de uma forma diferente a delimitação de uma zona de operação segura. Nesse caso, há apenas uma resposta linear para a injeção ou absorção de corrente reativa em toda a faixa de tensão.

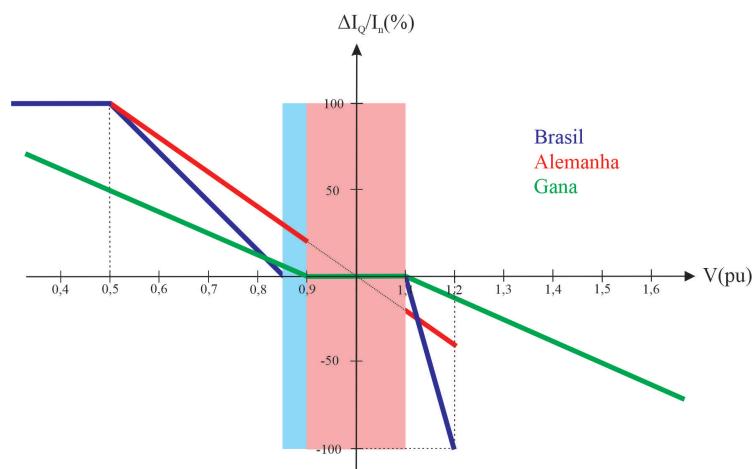


Figura 3.9. Comparação dos requisitos de injeção/absorção de corrente reativa em função da tensão para diferentes países. Fonte: Elaborado pela autora

3.1.5 Controle primário de frequência

O requisito de controle primário de frequência é descrito de maneira semelhante em diversos códigos, de forma que seu gráfico possui formato e comportamento semelhantes. Em resumo, o comportamento do ajuste da maioria dos códigos de rede pode ser descrito conforme a figura 3.10. Onde, $P_{máx}$ e $P_{mín}$ equivalem a potência máxima disponível no sistema e a potência mínima admitida para ajuste da frequência, respectivamente. O "Droop" equivale ao estatismo e descreve a proporção de variação de potência ativa, funcionando como constante de proporcionalidade. A banda morta, representada em azul, é a faixa de valores de frequências considerada não crítica. Cada país define os valores de Banda morta e estatismo conforme suas especificações locais.

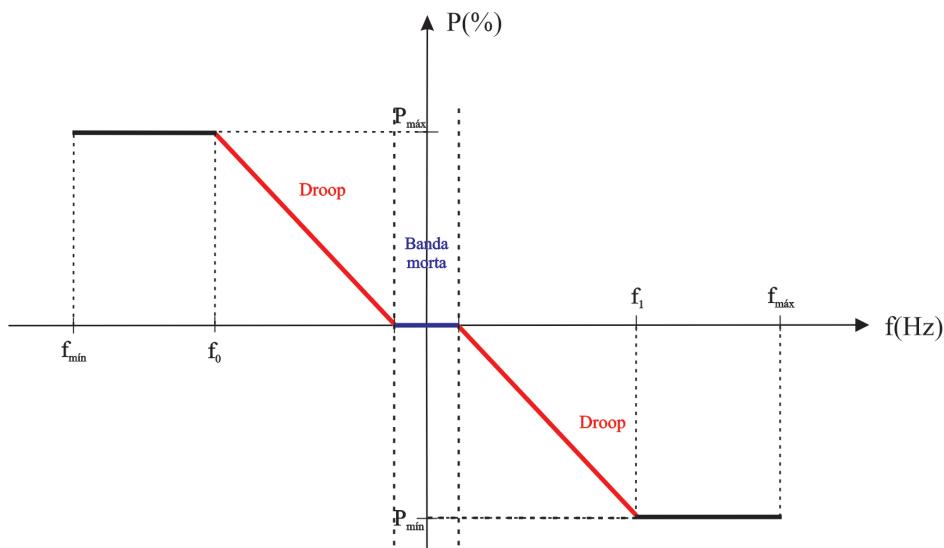


Figura 3.10. Gráfico de controle primário de frequência com valores padrões. Fonte: Elaborado pela autora

A tabela 3.3 detalha os valores de ajuste primário identificados durante as análises. Algumas informações adicionais são específicas de alguns códigos de rede, como as potências máxima e mínima ($\pm |\frac{\Delta P}{P_{ref}}|$), no código do México (CENACE, 2016), no IEEE (ELECTRICAL; (IEEE), 2018), na China (CHEN *et al.*, 2021) e na Espanha (ENERGÍA, 2018); e insensibilidade de resposta com variação de frequência ($\frac{\Delta f}{f_n}$), citado no México, Alemanha (GMBH, 2006) e na Espanha.

A potência de operação durante a banda morta P_{op} geralmente é a potência padrão de operação, que é diferente da potência máxima ($P_{máx}$) disponível no sistema, de

País/Padrão	Banda Morta (mHz)	Estatismo (%)
Brasil	± 10	5%
IEEE	± 36	5%
China	± 60	3%
Espanha	$\pm(0 - 200)$	2–12%
México	± 30	3–8%
Irlanda	± 15	4%
França	± 15	4%
Canadá	± 60	4%
África do Sul	± 50	4%
Romênia	0	2/12%
Gana	+200	0%
Alemanha	-500	5%
Dinamarca	+200	4%
Reino Unido	± 500	5%

Tabela 3.2. Requisitos de Controle Primário de Frequência em Diferentes Países e Padrões. Fonte: Elaborado pela autora

forma que seja possível trabalhar dentro de uma margem que permita fazer o ajuste de frequência. Já a potência mínima (P_{min}), pode apresentar valores diversos, desde 80 % à 20 % da potência disponível.

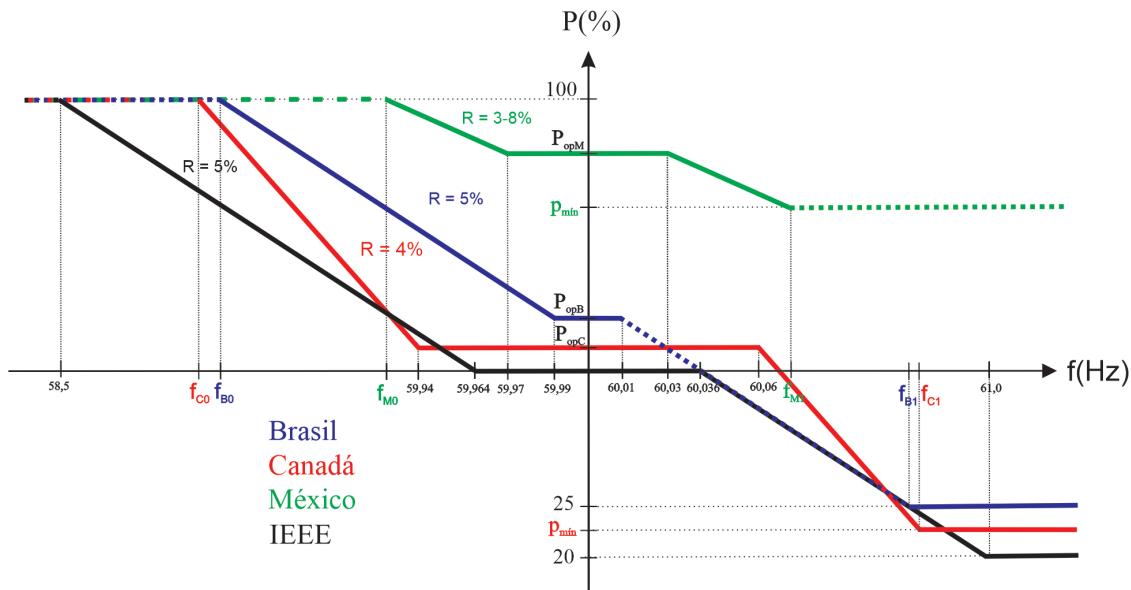


Figura 3.11. Relação entre frequência e potência relativa no controle primário de frequência em Brasil, Canadá e México, e com base no padrão IEEE. Fonte: Elaborado pela autora.

Os valores de P_{opM} , P_{opB} e P_{opC} , presentes no gráfico da figura 3.11, são valores desconhecidos, com exceção do IEEE que define a potência de operação em 50 % da capacidade máxima.

$P_{opM}, P_{opB}, P_{opC}$	Potências de operação do México, Brasil e Canadá
$P_{mín}$	Potência mínima
f_{M1}, f_{B1}, f_{C1}	Frequência equivalente a potência mínima do México, Brasil e Canadá
f_{M0}, f_{B0}, f_{C0}	Frequência equivalente a potência máxima do México, Brasil e Canadá

Tabela 3.3. Variáveis presentes no gráfico da figura 3.11

Alguns países apresentam uma banda morta nula, nestes casos o gráfico tem um comportamento semelhante ao da Espanha, conforme figura 3.12. Nesse cenário, existe uma banda de controle primário, uma faixa de valores de potência ativa que qualquer desvio de frequência já resulta em uma variação proporcional da potência ativa.

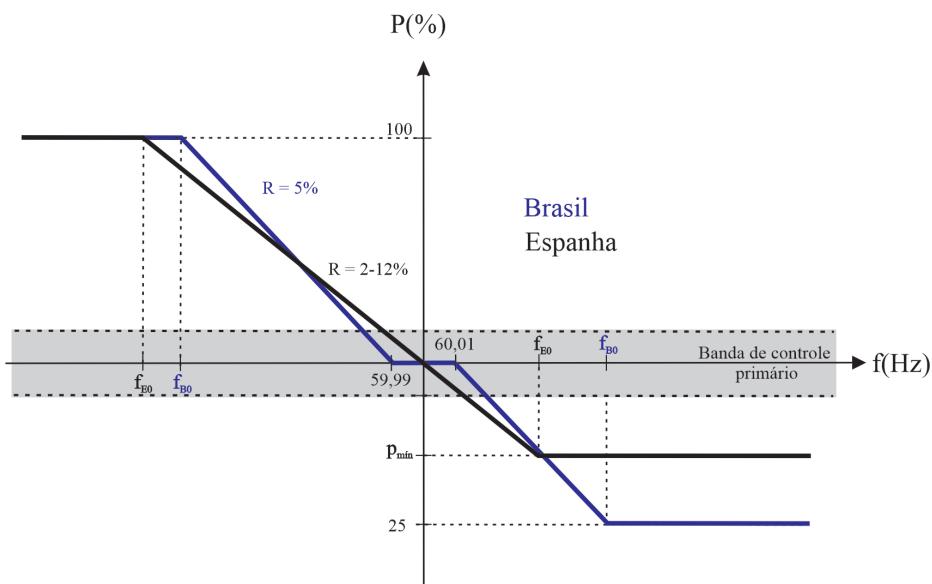


Figura 3.12. Relação entre frequência e potência relativa no controle primário de frequência no Brasil e na Espanha, representando a banda de controle primário. Fonte: Elaborado pela autora

Alguns regulamentos apresentaram requisitos singulares no controle primário de frequência, algumas dessas regiões são apresentadas no gráfico da figura 3.13. O Reino Unido, Alemanha e Gana consideraram em seus códigos de rede, que o ajuste da frequência é feito com a potência ativa prévia igual a 100 % da potência disponível. Além disso, o Reino Unido avalia apenas o ajuste de subfrequência, admitindo que diante de 95 % da potência disponível a potência pode aumentar até alcançar uma frequência de 49,5 % dispondo da potência total. De forma semelhante, a Alemanha considera que ao operar com 80 % da potência total é admitido um ajuste até alcançar a frequência de 49,5 %.

Ao analisar a resposta para sobre-frequências, o procedimento segue uma linha se-

melhante ao do gráfico da fig. 3.10. Alemanha não considera uma banda positiva, de forma que para frequências superiores à 50 Hz o código alemão já prevê o controle através da redução de potência ativa. Gana prevê apenas o ajuste de sobreferquências, permitindo uma redução menor que 70 % da potência total disponível.

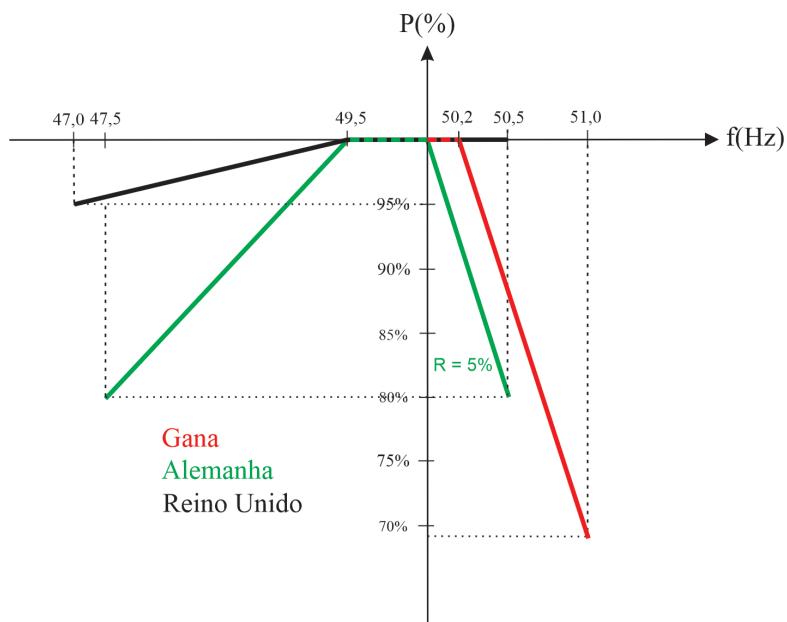


Figura 3.13. Relação entre frequência e potência relativa no controle primário de frequência, casos com banda morta centrada na potência máxima. Fonte: Elaborado pela autora

3.1.6 Suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas

A capacidade de permanecer e se recuperar diante de eventos de quedas de tensão, tal como ilustrado na imagem 3.14, evidencia o comportamento das unidades geradoras em diferentes países. No grupo observado, o Brasil é o único país que não aceita quedas mínimas de tensão de até 0 pu, enquanto França, México e Colômbia suportam tensões mínimas próximas de zero por curtos períodos. Dentre esses, a Colômbia exige a recuperação mais rápida, com um aumento gradual da tensão após 0,15 s. O México suporta tensões nulas por um tempo maior, enquanto a França exige uma recuperação instantânea após 0,25 s.

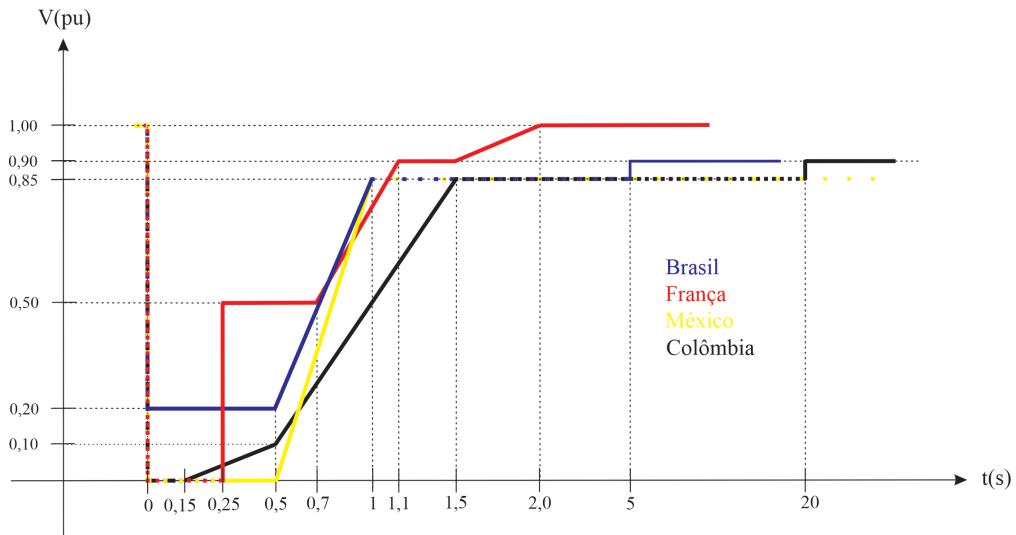


Figura 3.14. Gráfico de capacidade de permanência em baixa tensão (LVRT) comparando os requisitos do Brasil, França, México e Colômbia. Fonte: Elaborado pela autora

O código de rede da Colômbia exige uma recuperação de tensão mais gradual e lenta, enquanto o Brasil e o México devem alcançar uma tensão de 0,85 pu em um curto período de tempo. O regulamento francês apresenta o cenário mais rigoroso com recuperações abruptas até alcançar novamente o valor total da tensão, neste tipo de recuperação é exigida uma rede elétrica mais robusta e mais tecnologias para auxiliar na recuperação, sendo considerada um desafio para redes instáveis. Enquanto os outros países se recuperam até 0,9 ou 0,85 pu. O Brasil e o México, dentro do grupo escolhido para análise, apresentam a situação mais favorável para integração da geração renovável, especialmente o México que suporta tensões nulas por mais tempo.

Quando se trata dos limites superiores de tensão, definidos na figura 3.15, os mesmos países apresentam flexibilidade e receptividade à inserção de geração renovável diferentes das observadas para os limites inferiores de tensão. Alguns países, como o México, já consideraram certa flexibilidade a tensões superiores, ao avaliar graficamente a suportabilidade para valores que se iniciam acima de 1 pu.

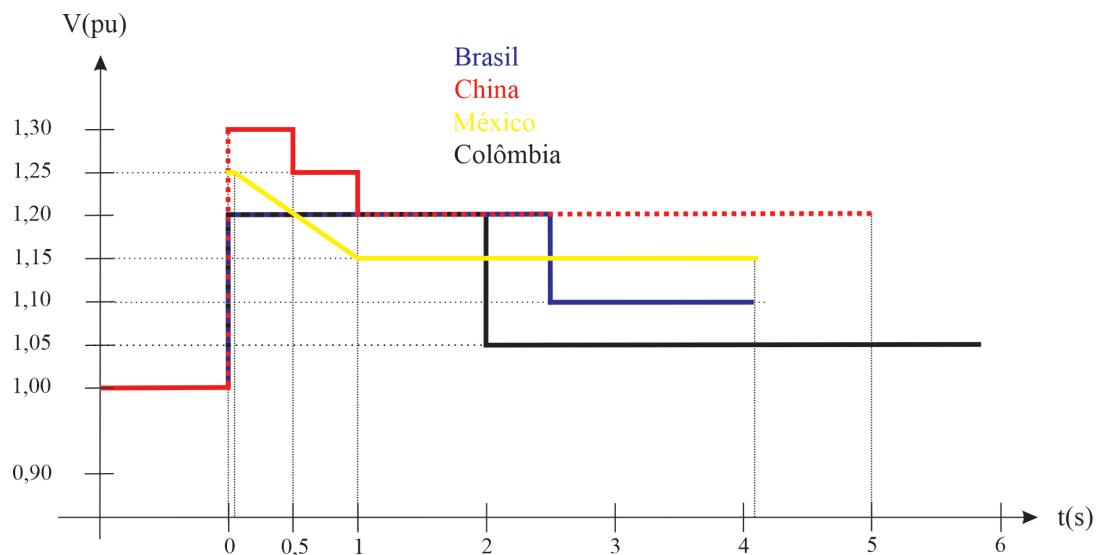


Figura 3.15. Gráfico de capacidade de permanência em alta tensão (HVRT) comparando os requisitos do Brasil, China, México e Colômbia. Fonte: Elaborado pela autora

No contexto geral, o Brasil e a Colômbia são menos tolerantes a eventos de sobre-tensão, limitando a tensão máxima a 1,2 pu. Ainda assim, o Brasil admite a tensão superior por mais tempo que a Colômbia. A China demonstrou ser mais flexível aos eventos de sobretensão, admitindo variações de 30 % acima de seu valor de operação. Já o México representa um comportamento intermediário, com diminuição gradual da tensão durante 1 s.

CAPÍTULO 4

SISTEMA E RESULTADOS

Para ilustrar a aplicação prática de um requisito e analisar a resposta do sistema às restrições estabelecidas pelos regulamentos, este capítulo abordará os modos de operação de controle de tensão, controle de potência reativa e controle de fator de potência, conforme descritos nas normas previamente apresentadas. Além disso, será implementado o requisito de suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas (VRT) para diferentes ajustes do controle de potência reativa, tanto isoladamente quanto em conjunto com um compensador síncrono.

Para isso, serão realizadas simulações de um sistema elétrico com geração eólica no software EMTP-RV, considerando diferentes condições operacionais e eventos de variação de tensão. Os resultados serão analisados no MATLAB, permitindo comparar o desempenho do sistema em cenários com e sem a aplicação do compensador quando o VRT já está atuando. Dessa forma, será possível determinar se o VRT continua sendo um requisito relevante nesse contexto ou se o suporte fornecido pelo compensador é suficiente para garantir a estabilidade da rede.

4.1 CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ELÉTRICO COM PLANTA EÓLICA

O sistema utilizado nas simulações, trata-se de um sistema modelo existente no software EMTP-RV. O unifilar apresentado na fig. 4.1 é composto de uma fonte e geradores eólicos do tipo *Full Size Converter*(FSC) que utiliza turbinas de velocidade variável junto com o conversor *back-to-back*, permitindo a absorção e a injeção de potência reativa. O parque eólico é composto por 45 turbinas, que individualmente geram potência ativa de 1.5 MW e potência aparente de 1.667 MVA, considerando a velocidade do vento de 11,24 m/s. No total, o parque gera 67,5 MW e 75,015 MVA.

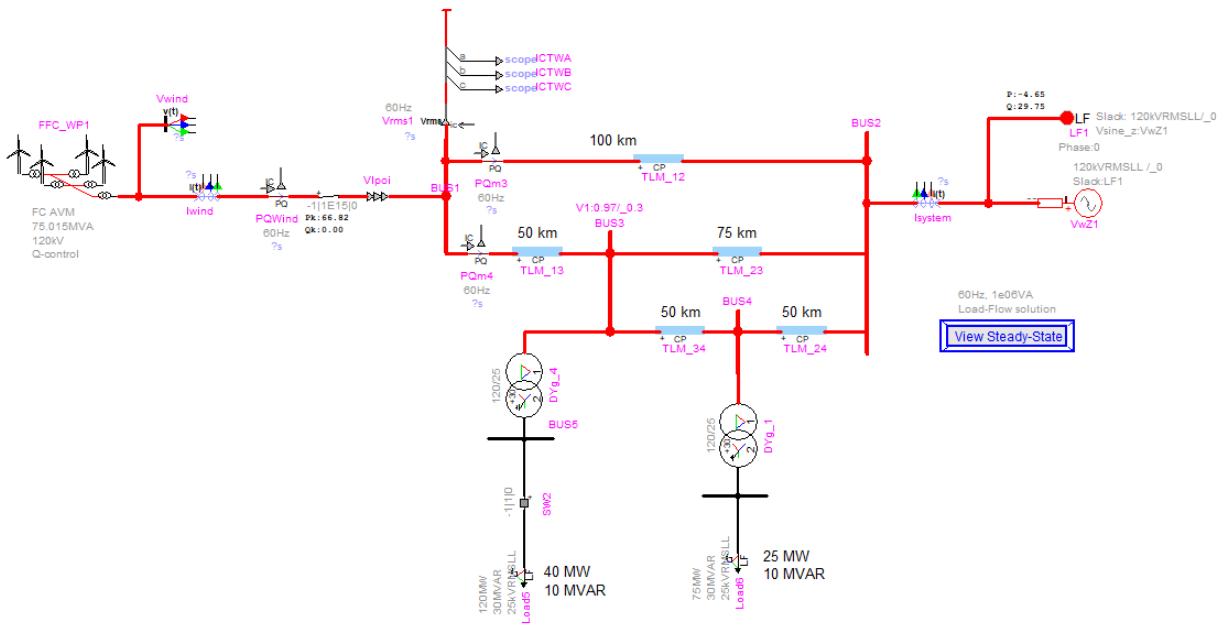


Figura 4.1. Sistema de geração eólica e linhas de transmissão

4.2 MODOS DE OPERAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA

Os modos de operação serão testados e avaliados na linha apresentada na figura 4.1, considerando um cenário de estabilidade para analisar os efeitos dos diferentes modos de controle de potência reativa sobre o nível de tensão no barramento do gerador eólico. Esses modos de controle são projetados para cenários operacionais em que as variáveis do sistema permanecem constantes ou apresentam variações lentas. No entanto, em casos de retirada abrupta de carga, eventos de curto-círcuito ou grandes perturbações, o controle de potência reativa, por si só, não é suficiente para mitigar a instabilidade de tensão (ELECTRICITY), 2016).

4.2.1 Controle de Potência Reativa (*Q-control*)

No software EMTP-RV, na configuração Condições de Operação do Parque Eólico, ilustrada na Figura 4.2, é possível ajustar o modo de controle para o *Q-control*. Nessa configuração, o modo de controle regula o fornecimento de potência reativa constante no ponto de conexão. Dessa forma, os ajustes são expressos diretamente em termos de

potência reativa. Para demonstrar o efeito desse modo de controle, foram simulados três cenários distintos, nos quais a potência reativa foi definida como 0, 0,5 e 0,7.

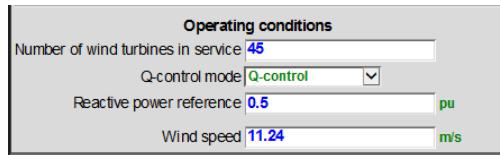


Figura 4.2. Painel de configuração dos modos de controle no EMTP-RV: $Q - Control = 0,5$

A Figura 4.3 apresenta o comportamento da tensão para os três valores fixados de potência reativa. Quando a potência reativa de referência é definida como 0 pu, a tensão no barramento do parque eólico, indicada em vermelho, atinge os menores níveis. Nessa configuração, em casos de subfrequência, a geração eólica não contará com suporte reativo suficiente, o que pode resultar no desligamento do sistema, caso não sejam consideradas contribuições adicionais, como as provenientes de dispositivos de compensação, incluindo bancos de capacitores e compensadores síncronos.

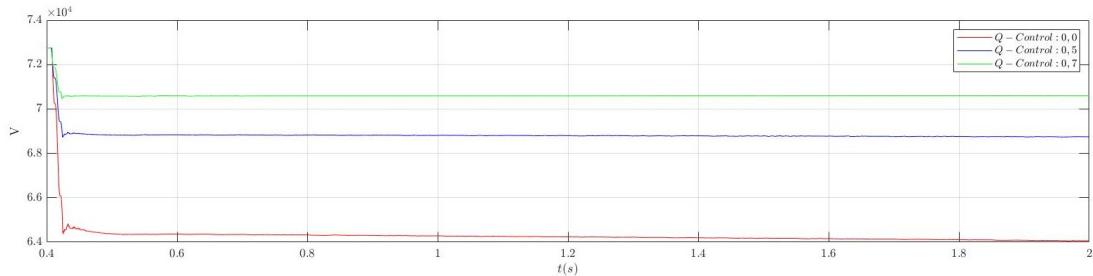


Figura 4.3. Tensão na fase A do barramento da geração eólica para diferentes ajustes do modo de controle de potência reativa.

Quando a potência reativa injetada é fixada em 50% (ou 0,5 pu) de seu valor nominal, a tensão no barramento do conversor aumenta. Além disso, o sistema opera acima da tensão nominal, tornando-se mais suscetível a eventos de sobretensão. Por outro lado, para cenários onde os níveis de tensão estão baixos, esse ajuste de controle pode tornar a rede elétrica menos vulnerável a desligamentos por subtensão.

Quando a potência reativa é fixada em 0,7 pu, a tensão no barramento do conversor também aumenta. Esse comportamento ocorre porque a maior injeção de potência reativa ajuda a elevar os níveis de tensão nos barramentos, compensando quedas causadas por cargas indutivas. Nesse caso, o controle prioriza a estabilização da tensão,

principalmente em condições onde há risco de subtensão. Contudo, operar com altos valores de potência reativa também pode levar o sistema a exceder os níveis de tensão nominal, tornando-o mais vulnerável a eventos de sobretensão em determinadas condições, como alterações na geração ou carga. Esse ajuste é ideal para cenários onde o objetivo seja melhorar a qualidade da tensão em regiões críticas da rede.

Por meio da Figura 4.4, é possível examinar a diferença de valores de potência reativa que foram fixados para a simulação. Além disso, ao definir a potência reativa de referência como 0 pu, a geração eólica não está injetando potência reativa. No entanto, a potência reativa apresenta um valor reduzido, porém não nulo. Esse comportamento pode ser causado porque, ao medir a potência no barramento, tem-se a influência das linhas e componentes conectados ao barramento. A potência ativa, apresentada na Figura 4.5, apresenta os mesmos valores para as três operações.

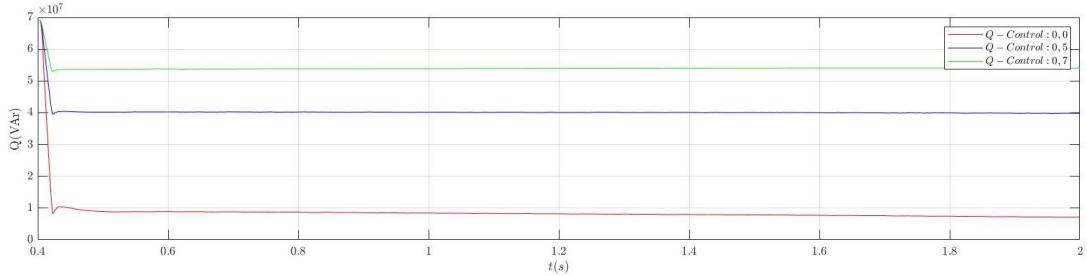


Figura 4.4. Potência Reativa no barramento da geração eólica para diferentes ajustes do modo de controle de potência reativa.

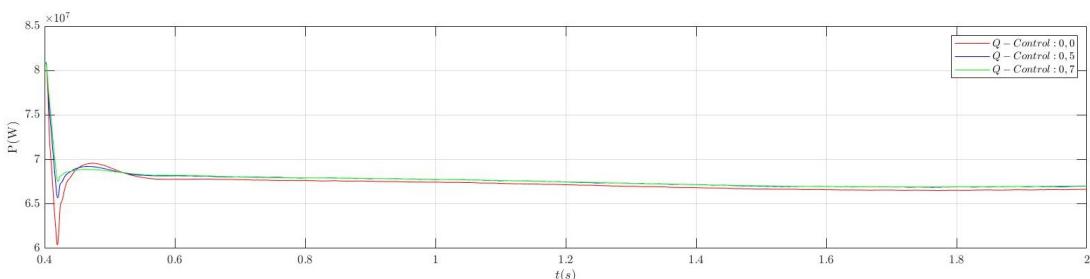


Figura 4.5. Potência Ativa no barramento da geração eólica para diferentes ajustes do modo de controle de potência reativa.

4.2.2 Controle de Fator de Potência (*PF-Control*)

No EMTP-RV, nas Condições de operação do parque eólico, apresentado na figuras 4.6, o modo de controle foi ajustado para PF-control. Este método fixa os valores de fator de potência, independentemente da potência ativa do sistema. Isso significa que a potência reativa será determinada em função da potência ativa calculada e do fator de potência pré-definido.

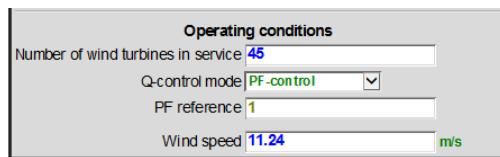


Figura 4.6. Painel de configuração dos modos de controle no EMTP-RV: *PF - Control*

As variações na potência reativa impactam diretamente os níveis de tensão no barramento da geração eólica, como demonstrado na Figura 4.7. Quanto mais próximo o fator de potência estiver da unidade, menores serão os níveis de tensão, devido à redução da potência reativa no barramento. No entanto, ao operar com um fator de potência unitário, a geração eólica apresenta potência reativa reduzida, mas não nula. Isso ocorre porque o fator de potência unitário ainda exige um pequeno ajuste na potência reativa para manter o equilíbrio entre a potência ativa e reativa no sistema.

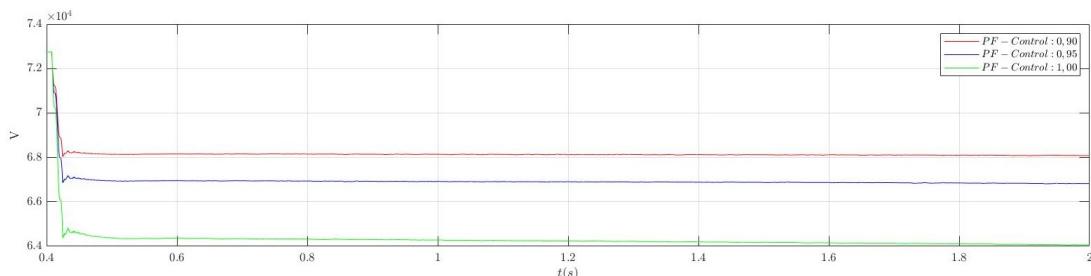


Figura 4.7. Tensão na fase A do barramento da geração eólica para diferentes ajustes do modo de controle de Fator de Potência.

Deve-se mencionar que a obtenção de um valor nulo depende do refinamento dos ganhos dos controladores PI existentes dentro das malhas de controle dos inversores. De toda forma, pode ser visualizado na Figura 4.8 que a ordem de grandeza da potência reativa é menor que a de potência ativa. Nesse estado, o sistema torna-se mais suscetível

durante eventos de subtensão, devido à limitada capacidade de suporte reativo interno. A alteração dos valores fixos do fator de potência provoca uma resposta direta na potência reativa, ajustando-se ao fator de potência escolhido. Foi observado que a potência ativa permaneceu constante no sistema, de forma que as alterações dos valores de fator de potência não causaram efeitos na potência útil.

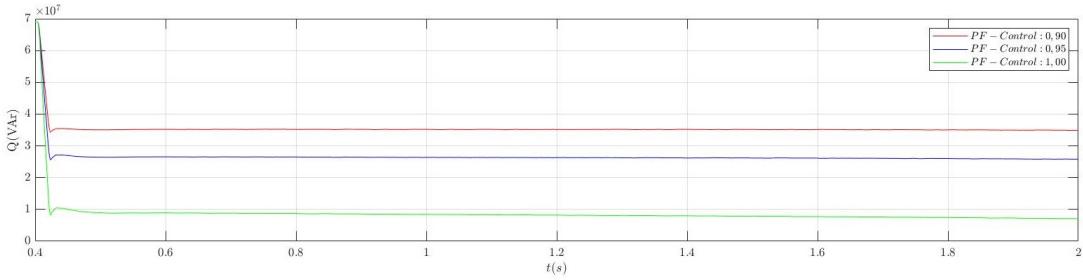


Figura 4.8. Potência Reativa no barramento da geração eólica para diferentes ajustes do modo de controle de Fator de Potência.

4.2.3 Controle de Tensão (*V-Control*)

O modo de controle de tensão é o método padrão adotado no Brasil, conforme definido no código de rede. Nesse modo, a potência reativa é ajustada com base nos valores de tensão medidos no ponto de conexão dos geradores, sendo a tensão de referência previamente estabelecida nas configurações de operação, como ilustrado na Figura 4.9. Nesse painel de configurações, também é definida a potência reativa inicial do sistema, correspondente ao valor disponível em condições operacionais estáveis.

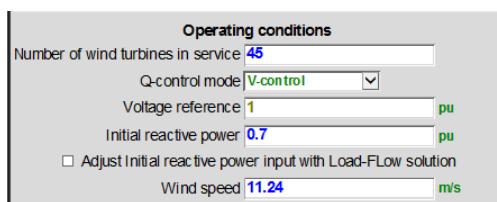


Figura 4.9. Painel de configuração dos modos de controle no EMTP-RV: *V - Control*

Para ilustrar o funcionamento desse modo de controle, foram simulados três cenários com tensões de referência de 1 pu, 0,9 pu e 1,05 pu. Em todos os casos, a potência reativa inicial foi fixada em 0,7 pu. A figura 4.10 apresenta simultaneamente os valores de tensão fixados. Pode-se notar que o valor inicial da tensão era superior a 1 pu, de

forma que, ao fixar a tensão em 1 pu por meio do controle, a tensão é gradualmente reduzida. A tensão inicial no barramento da geração eólica já estava operando com valores próximos de 1,05 pu, de forma que, ao definir a tensão em 1,05 pu, a tensão ao longo de 2 segundos apresenta pouca variação.

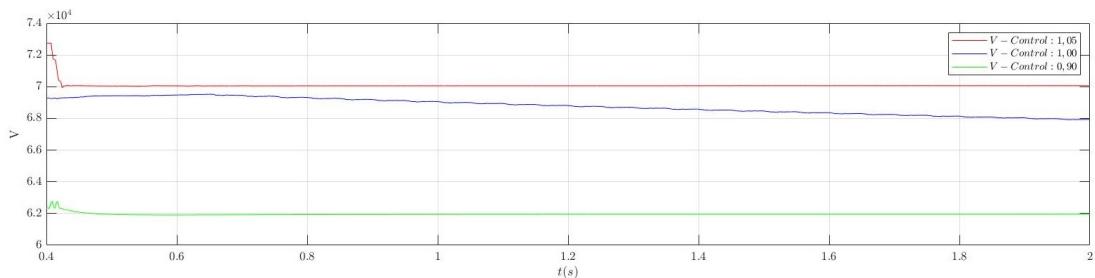


Figura 4.10. Tensão na fase A do barramento da geração eólica para diferentes ajustes do modo de controle de Tensão.

Ao definir a tensão de referência como 1 pu, a potência reativa foi ajustada para manter os valores de tensão em 100% do seu valor nominal. Esse ajuste é visível no gráfico da potência reativa da figura 4.11, onde a potência reativa é reduzida gradualmente até a tensão alcançar o nível definido. Por outro lado, ao ajustar o valor da tensão para 0.9 pu, conforme a curva em verde, o barramento passa a absorver potência reativa. Valores negativos de potência reativa são esperados, já que o controle visa a redução de tensão.

Para valores de tensão próximos de 1.05 pu, a potência reativa permanece constante ao longo do tempo, descartando a necessidade adicional de injeção ou absorção de potência reativa. Vale ressaltar que, com a potência reativa definida inicialmente como 0.7 pu, a modelagem e os parâmetros definidos para o sistema elétrico contribuíram para que o sistema operasse com tensões acima de 1 pu. Foi observado que a potência ativa permaneceu constante no sistema, de forma que as alterações nos valores de tensão não causaram efeitos na potência útil.

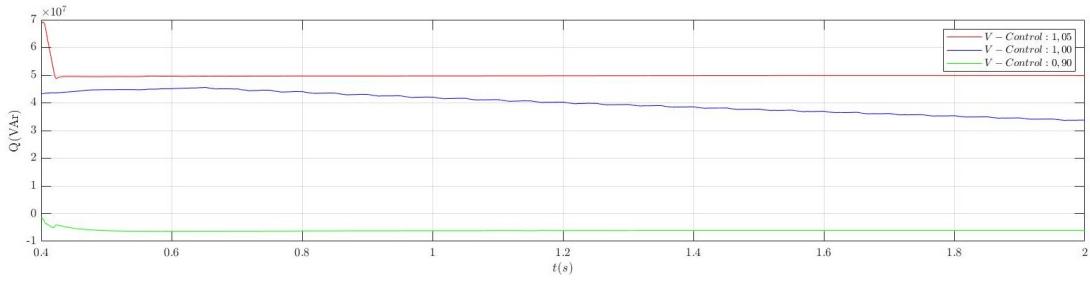


Figura 4.11. Potência Reativa no barramento da geração eólica para diferentes ajustes do modo de controle de Tensão.

4.3 TESTES DE PERMANÊNCIA EM FALHAS (VRT)

As simulações da proteção VRT foram consideradas apenas após 0,4 s, pois o modelo necessita desse tempo para entrar em regime permanente. Além disso, as simulações foram realizadas durante 4,5 segundos, a fim de possibilitar a verificação da ação do controle VRT, com passos de 50 microssegundos.

4.3.1 Teste de Sobretenção de *Ride-Through* (HVRT)

Para as demonstrações do requisito HVRT, foram realizadas algumas modificações no sistema, conforme ilustrado na Figura 4.12. As alterações tiveram como objetivo provocar um aumento de tensão no barramento do gerador eólico, levando à atuação do HVRT.

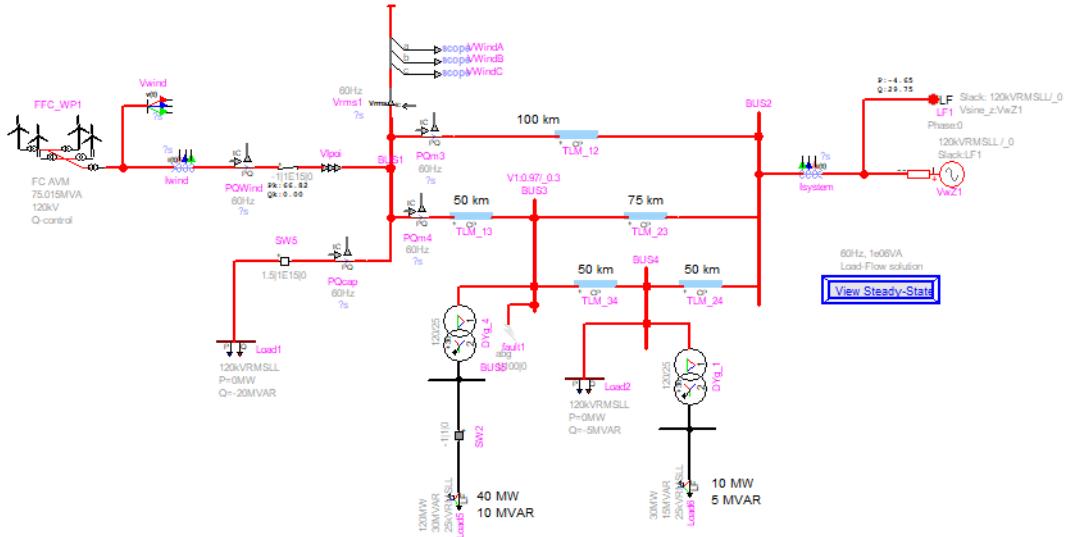


Figura 4.12. Unifilar do Sistema de geração eólica e linhas de transmissão para teste HVRT.

Inicialmente, a carga de 40 MW e 10 Mvar foi desconectada após 1 s. Em seguida, após 1,5 s, um banco de capacitores de 20 Mvar foi conectado ao sistema. Além disso, foi realizada a conexão permanente de um banco de capacitores de 5 Mvar no barramento da carga de 10 MW.

Os capacitores fornecem potência reativa ao sistema para compensar a potência reativa consumida pelas cargas, reduzindo a corrente que circula e, consequentemente, minimizando a queda de tensão. Da mesma forma, a retirada de carga também reduz a corrente no circuito, resultando em uma menor queda de tensão e, por consequência, em um aumento da tensão no barramento do parque eólico.

Na aba de proteções das propriedades do parque eólico, foi configurada a proteção contra sobretensão, conforme apresentado na Figura 4.13. Os valores de tempo e tensão adotados correspondem aos pontos estabelecidos nos regulamentos dos operadores de sistemas elétricos.

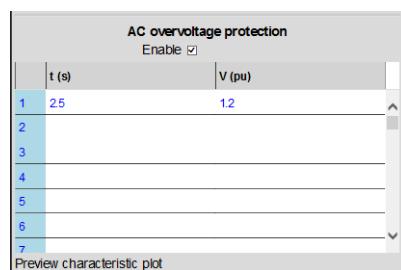


Figura 4.13. Painel de configuração do gráfico da proteção de sobretensão dinâmica no EMTP-RV.

Para fins de demonstração, foram utilizados os limites definidos pelo ONS para o Brasil, conforme ilustrado no gráfico da Figura 2.10, do Capítulo 2. No contexto da suportabilidade a sobretensões dinâmicas, o Brasil estabelece um limite de tempo apenas para tensões superiores a 1,2 pu.

Além disso, o modo de controle por potência reativa foi adotado nas simulações, pois fixa exclusivamente a potência reativa, tornando o sistema mais sensível às variações de tensão. Esse comportamento difere do modo de controle por tensão, que ajusta a potência reativa dinamicamente para manter a tensão dentro dos limites estabelecidos.

O gráfico da figura 4.14 apresenta o comportamento da tensão durante os eventos de sobretensão para três valores de potência reativa. Para os valores de 0,5 pu e 0,7 pu, o controle do HVRT é acionado e o desligamento da geração eólica ocorre após alguns segundos. Já ao ajustar a potência reativa de referência para 0 pu, os níveis iniciais de tensão serão menores, e dificilmente ocorrerão eventos de sobretensão. No entanto, ao ocorrerem eventos de subtensão, o sistema terá pouca margem de potência reativa para injetar e gerar um aumento de tensão. Neste caso, o sistema não alcança o limite de tensão definido de 1,2 pu, de forma que a proteção não é acionada e o sistema permanece conectado.

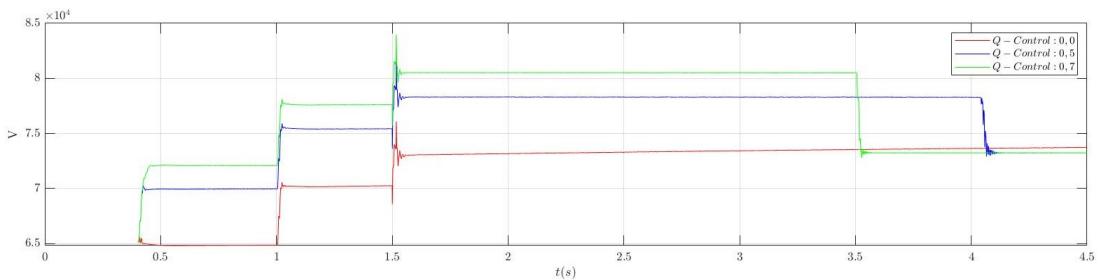


Figura 4.14. Tensão no barramento da geração eólica após eventos de sobretensão com potência reativa de referência em 0 pu.

Ao observar o comportamento da potência reativa na Figura 4.15, nota-se que, ao ajustar a potência reativa de referência para 0 pu, o sistema passa a absorver potência reativa, apresentando valores negativos de Q. Após os eventos de sobretensão, o parque eólico passa a absorver potência reativa para reduzir a tensão.

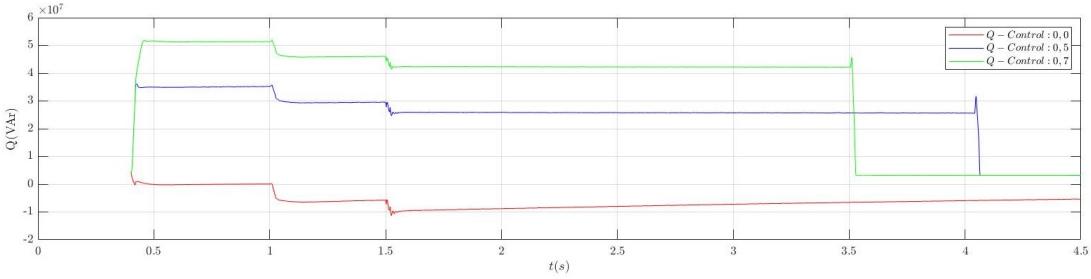


Figura 4.15. Potência Reativa no barramento da geração eólica durante eventos de sobretensão para diferentes ajustes do modo de controle de potência reativa.

Ao ajustar a potência reativa de referência para 0,7 pu, o parque eólico operou com uma injeção elevada de reativo na rede elétrica, equivalente a 70% de sua capacidade nominal. Essa configuração contribuiu para o aumento da tensão no barramento, principalmente em um cenário em que houve a retirada abrupta de carga e a conexão de um banco de capacitores.

Quando a potência reativa é fixada em 0,5 pu, é possível observar a operação da proteção de sobretensão. Nesse cenário, a geração eólica está injetando 50% de sua potência reativa na rede elétrica. Ao se alcançar uma tensão acima de 1,2 pu, após a adição do banco de capacitores, o sistema mantém a conexão do parque eólico por 2,5 segundos. Como não ocorreu nenhuma intervenção para reduzir a tensão, o parque é desligado após o tempo determinado.

Diferente da situação em que a potência reativa de referência é 0,5 pu, o corte de carga ao fixar a potência reativa em 0,7 pu foi suficiente para alcançar tensões acima de 1,2 pu, fazendo com que o desligamento da geração eólica acontecesse mais rapidamente. O parque eólico foi desconectado 2,5 segundos após a retirada da carga, quando o limite da proteção de sobretensão foi atingido. O excesso de tensão foi causado pela alta injeção de reativos e pela ausência de medidas mais eficazes para reduzir os níveis de tensão.

Inicialmente, a usina eólica dispõe de certa quantidade de potência reativa. Logo após cada evento, a remoção da carga em 1 s e a conexão do banco de capacitores, como reação à redução da potência reativa, ocorre uma tentativa de evitar a sobretensão. Ainda assim, o controle não é suficiente para alcançar níveis de tensão adequados.

O gráfico de potência ativa deixa evidente o desligamento da geração eólica, aproximadamente 3,5 segundos após o evento para $Q - Control: 0,7$ e após 4 segundos para $Q - Control: 0,5$, conforme a Figura 4.16.

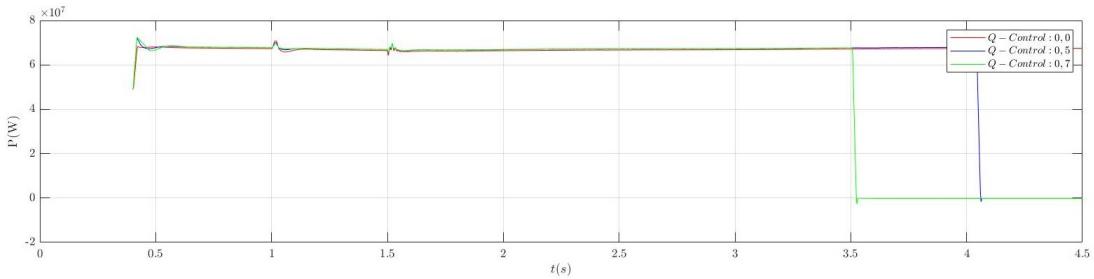


Figura 4.16. Potência Ativa no barramento da geração eólica durante eventos de sobretensão para diferentes ajustes do modo de controle de potência reativa.

4.3.2 Teste de Subtensão de *Ride-Through* (LVRT)

Para as demonstrações do requisito LVRT, foi adicionado um curto-circuito bifásico em 1s, conforme 4.17. O curto-circuito bifásico é muito comum nos sistemas de transmissão, podendo gerar quedas significativas de tensão para os testes de LVRT, sem apresentar tensões tão baixas quanto o curto-circuito trifásico, que ocorre com menos frequência, ou quedas de tensão menores, como no curto-circuito monofásico.

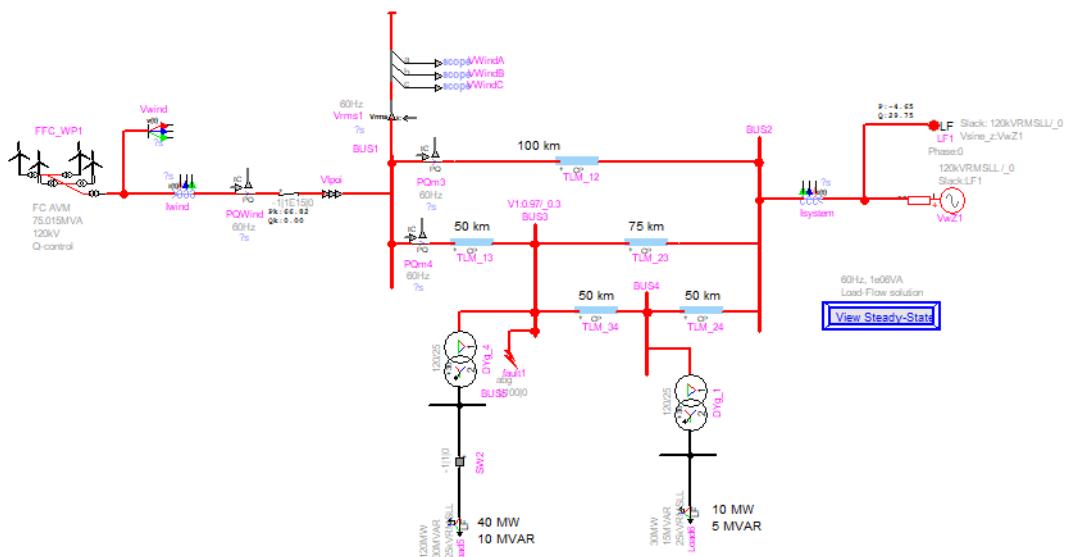


Figura 4.17. Unifilar do Sistema de geração eólica e linhas de transmissão para teste LVRT.

Na aba de proteções das propriedades do parque eólico, foi configurada a proteção contra sobretensão, conforme apresentado na Fig. 4.18. Os valores de tempo e tensão adotados correspondem aos pontos estabelecidos nos regulamentos dos operadores de sistemas elétricos. Além disso, o modo de controle por potência reativa também foi adotado nas simulações.

Para fins de demonstração, foram utilizados os limites definidos pelo ONS para o Brasil, conforme ilustrado no gráfico da Fig. 2.10, do Capítulo 2, no contexto da supertabilidade a subtensões dinâmicas. Diferente do HVRT, para descrever de forma mais exata a reta com inclinação do requisito HVRT, foi utilizada a técnica de interpolação ao inserir os dados na configuração de proteção de subtensão no EMTP-RV.

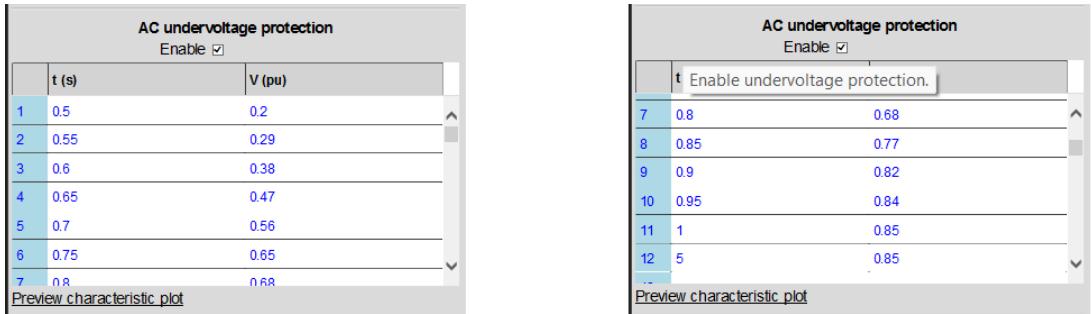


Figura 4.18. Painel de configuração do gráfico da proteção de subtensão dinâmica no EMTP-RV.

O gráfico da figura 4.19 apresenta o comportamento da tensão para as três fases durante o curto-circuito, no modo de controle de potência reativa de 0,0 pu. Nota-se que, ao ocorrer o curto-circuito, as fases A e B apresentam queda de tensão. Para o objetivo desta discussão, optou-se por escolher a fase A para analisar a proteção LVRT para diferentes valores de potência reativa, uma vez que o foco é visualizar a operação do controle LVRT.

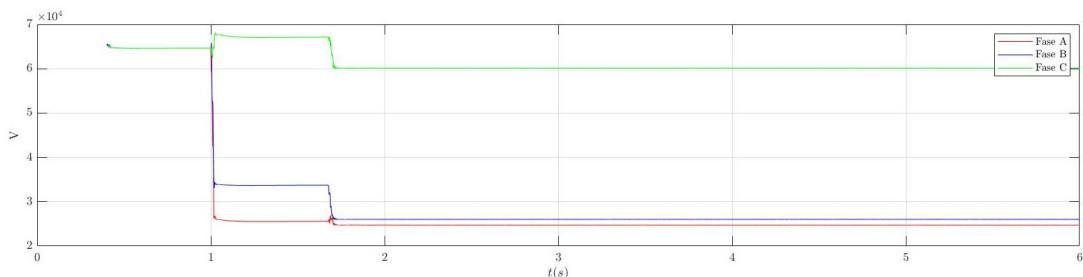


Figura 4.19. Tensão no barramento da geração eólica durante eventos de subtensão com potência reativa de referência em 0 pu.

O gráfico da Figura 4.20 apresenta o comportamento da tensão durante os eventos de subtensão para 3 valores de potência reativa. Para os valores de 0,5 pu e 0,7 pu, o LVRT é acionado em momentos muito próximos, causando o desligamento da geração eólica em menos de 1 segundo. É possível estimar que a tensão alcançou níveis inferiores a 0,85 pu, conforme configurado no painel de configurações do LVRT. Já para o ajuste de 0,0 pu, o desligamento ocorre mais cedo, conforme mostrado pela curva vermelha.

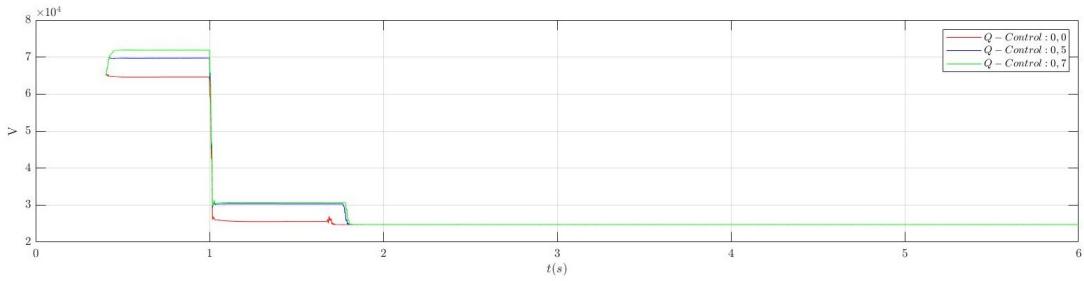


Figura 4.20. Tensão de fase A no barramento da geração eólica durante eventos de subtensão para diferentes valores de potência reativa de referência.

Esse resultado é fundamentado na quantidade de potência reativa que a geração eólica oferece como suporte para a rede; quanto mais potência injetada, menores serão as quedas de tensão. A figura 4.21 apresenta o comportamento da potência reativa durante o curto-círcuito. Embora os valores de potência reativa estejam fixados, os geradores irão dispor de mais potência reativa para superar as quedas de tensão. Esse comportamento é intrínseco às malhas de controle da geração eólica e à forma como sua operação foi programada. Ressalta-se que, no sistema simulado, não houve a prevalência dos modos de controle, e em situações críticas, eles foram colocados em segundo plano.

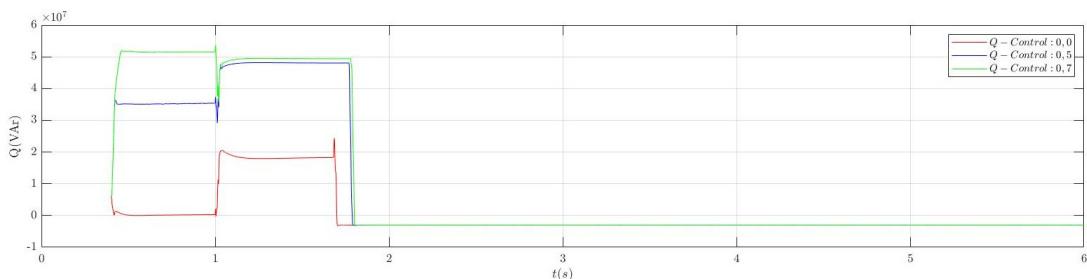


Figura 4.21. Potência Reativa no barramento da geração eólica durante eventos de subtensão para diferentes ajustes do modo de controle de potência reativa.

Além disso, mesmo que inicialmente a potência reativa estivesse fixada em 0,5 e 0,7 pu, após o curto-círcuito, elas tomam valores muito próximos. Através do gráfico da potência ativa na figura 4.22, nota-se que, ao ocorrer o curto-círcuito, os valores de potência ativa para potência reativa de 0,7 pu e 0,5 pu também são reduzidos para valores muito próximos.

Diferente das respostas de potência ativa encontradas para os testes de sobretensão, para o LVRT a potência ativa apresenta variação, já que o sistema teve que dispor de mais potência reativa além da fixada pelo modo de controle de potência reativa. Ao dispor de mais potência reativa, a parcela de potência ativa teve que ser reduzida para manter os mesmos valores de potência aparente.

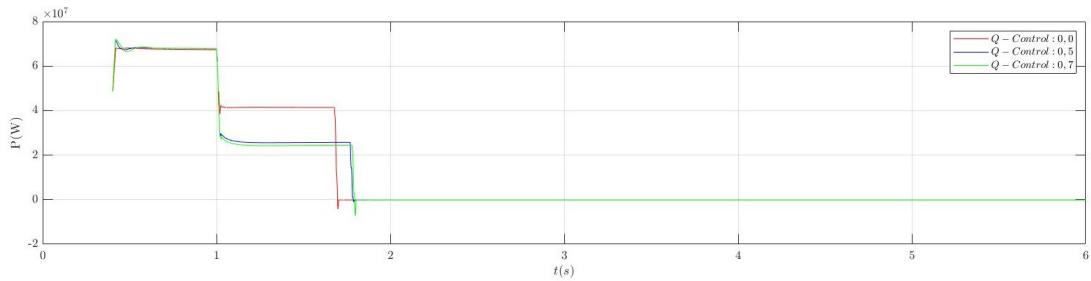


Figura 4.22. Potência Ativa no barramento da geração eólica durante eventos de subtensão para diferentes ajustes do modo de controle de potência reativa.

4.4 TESTES DE PERMANÊNCIA EM FALHAS (VRT) COM A ADIÇÃO DO COMPENSADOR SÍNCRONO

Neste tópico, serão apresentados os testes realizados de Permanência em Falhas em conjunto com um compensador síncrono, indicado no unifilar pela sigla "CS". A figura 4.23 apresenta o diagrama do compensador síncrono usado nas simulações. A máquina síncrona (SM_CS1) injeta ou absorve potência reativa conforme necessário, ajustando a corrente de excitação com base na tensão de referência (VREF) e sinais de realimentação. As simulações foram realizadas por 6 segundos, com passos de 50 microssegundos. Novamente, os testes serão realizados utilizando o modo de controle de potência reativa para que seja possível observar as condições de tensão crítica.

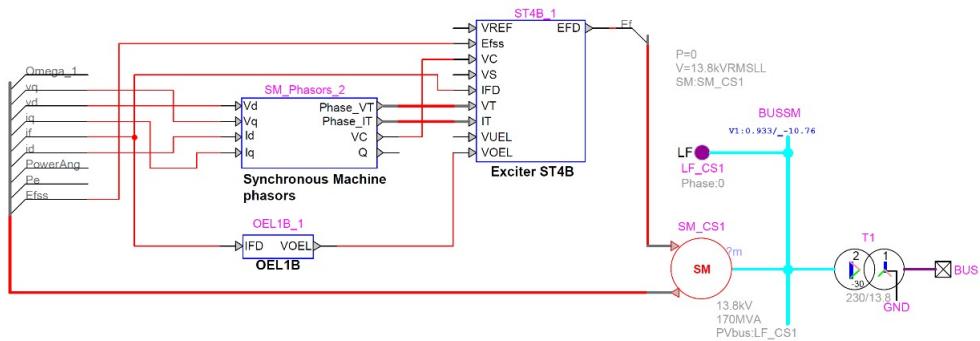


Figura 4.23. Diagrama do compensador síncrono

4.4.1 Teste de Sobretenção de *Ride-Through* (HVRT)

O unifilar utilizado consiste no mesmo unifilar adaptado para os eventos de sobretenção, com a adição do compensador síncrono no barramento da geração eólica, conforme a figura 4.24.

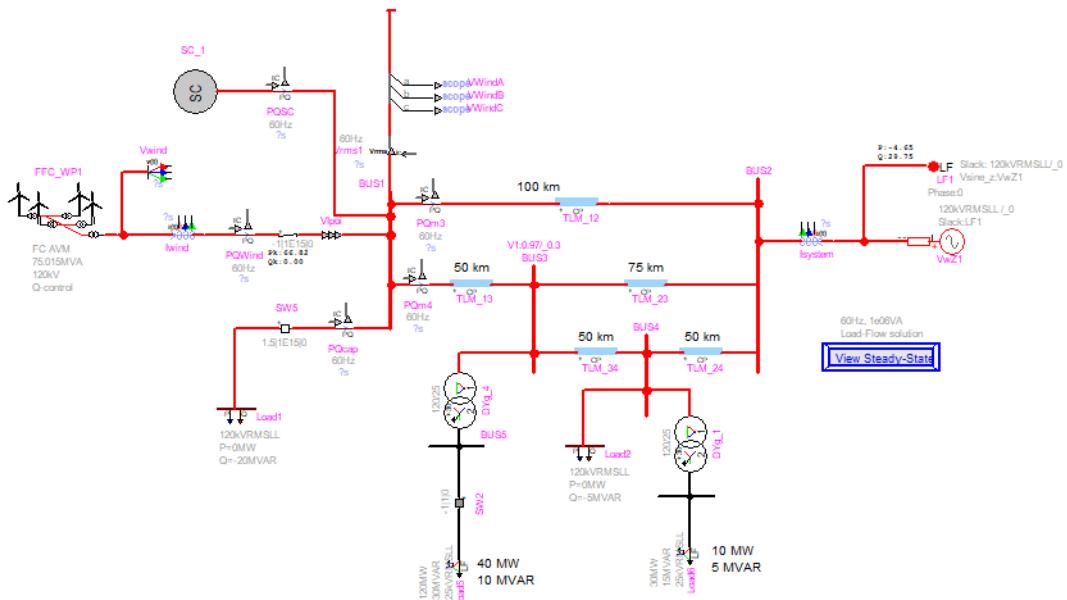


Figura 4.24. Unifilar do Sistema de geração eólica e linhas de transmissão para teste HVRT com compensador síncrono.

De acordo com as simulações desenvolvidas, a adição do compensador causou adaptações nos valores de tensão, mesmo antes dos eventos de aumento de tensão, conforme a figura 4.25. Ao contar com o suporte reativo da geração eólica e do compensador síncrono, os valores de tensão iniciais aumentam se comparados aos valores encontrados

para 0,0 pu de potência reativa, alcançando valores próximos de 74 kV.

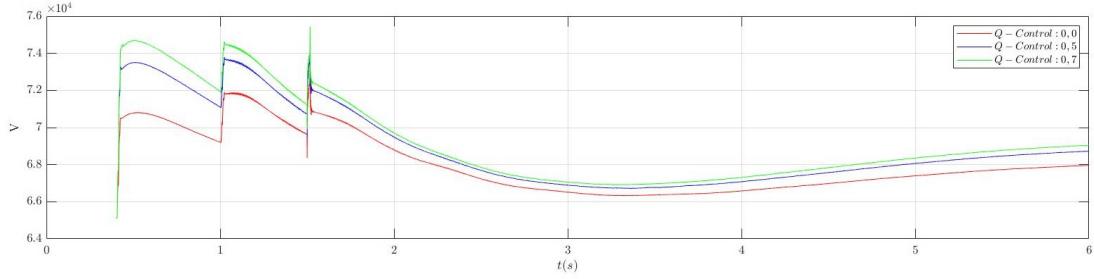


Figura 4.25. Tensão nas fases no barramento da geração eólica com compensador síncrono e potência reativa de referência igual a 0 .

Neste cenário, a potência reativa fixada pelos modos de controle é mantida mesmo durante as situações de sobretensão, ocorrendo uma pequena redução aos 1 e 1,5 segundos, entretanto, ela retorna para os valores fixados após alguns segundos, conforme o gráfico de tensão da figura 4.26.

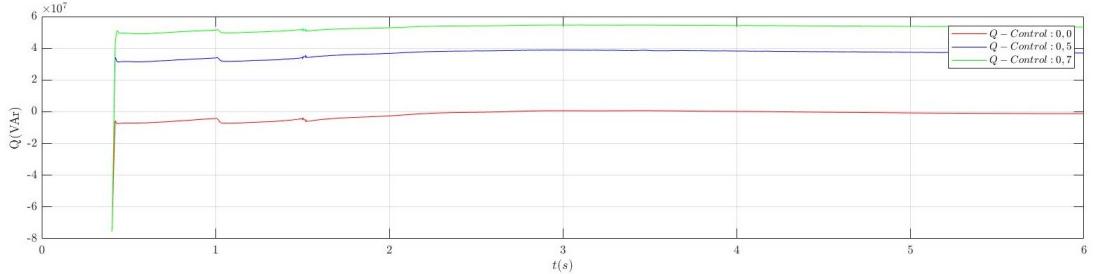


Figura 4.26. Potência Reativa no barramento da geração eólica durante eventos de sobretensão com o suporte do compensador síncrono.

Ao observar a contribuição do compensador síncrono, nota-se que, quanto maior a contribuição do parque eólico, menor será a necessidade de atuação do compensador para a estabilidade da tensão, conforme figura 4.27. Nesse cenário simulado, o compensador está absorvendo potência reativa para reduzir os valores de tensão. Convém mencionar que o compensador síncrono funciona como um recurso de suporte, priorizando os modos de controle.

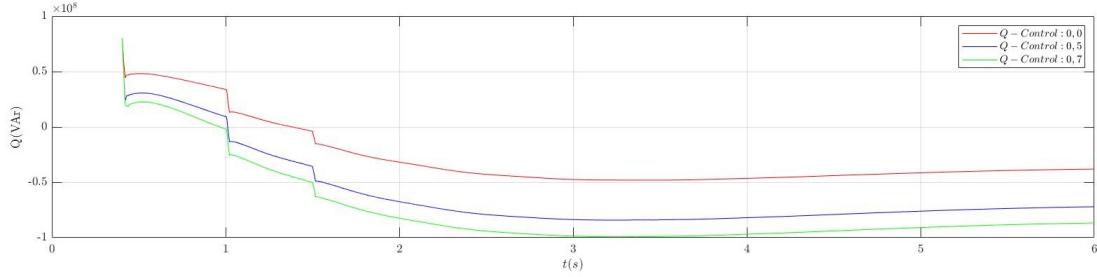


Figura 4.27. Potência Reativa do compensador síncrono durante eventos de sobretensão com o suporte do compensador síncrono.

4.4.2 Teste de Subtensão de *Ride-Through (LVRT)*

O sistema utilizado para os testes de subtensão é apresentado no diagrama unifilar da figura 4.28. Trata-se de uma linha com a adição do compensador síncrono no barramento da geração eólica e a aplicação de um curto-círcuito no barramento de uma carga. As simulações foram realizadas por 6 segundos, com passos de 50 microssegundos.

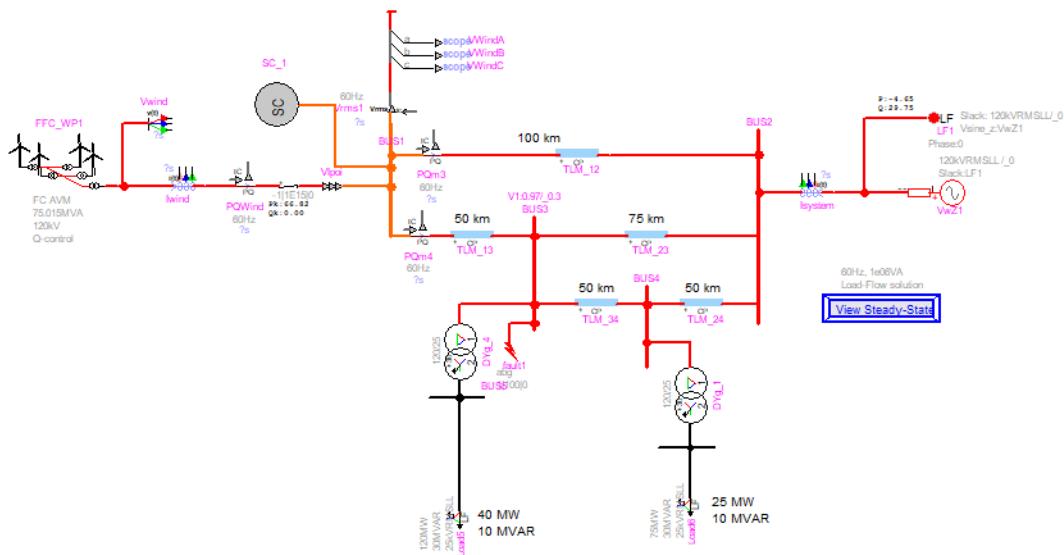


Figura 4.28. Unifilar do Sistema de geração eólica e linhas de transmissão para teste LVRT com compensador síncrono.

Para esta análise, foi escolhida a fase B para observar o comportamento da proteção LVRT em diferentes valores de potência reativa, uma vez que essa fase apresentou o cenário mais crítico, sendo o foco visualizar o funcionamento do controle LVRT. O gráfico da figura 4.29 mostra o comportamento da tensão nas três fases durante o

curto-circuito, no modo de controle de potência reativa de 0,0 pu. Nesse gráfico, é possível notar que, ao ocorrer o curto-circuito, as fases A e C apresentam queda de tensão.

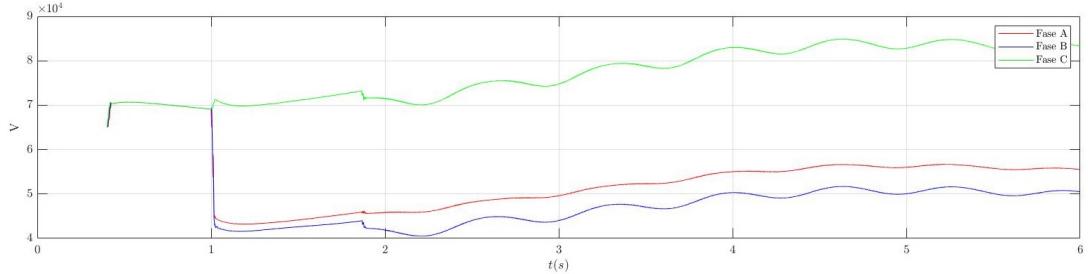


Figura 4.29. Tensão no barramento da geração eólica após curto circuito bifásico com potência reativa de referência em 0 pu.

Após a ocorrência do curto-circuito, a relação entre as quedas de tensão e os modos de controle se mantém: quanto menor a injeção de potência reativa por parte do parque eólico, maiores serão as quedas de tensão. Mesmo na presença do distúrbio elétrico, o sistema tenta elevar os níveis de tensão ao longo do tempo. Embora o sistema sofra quedas bruscas de tensão, a proteção LVRT não é acionada, e os parques eólicos permanecem conectados à linha de transmissão.

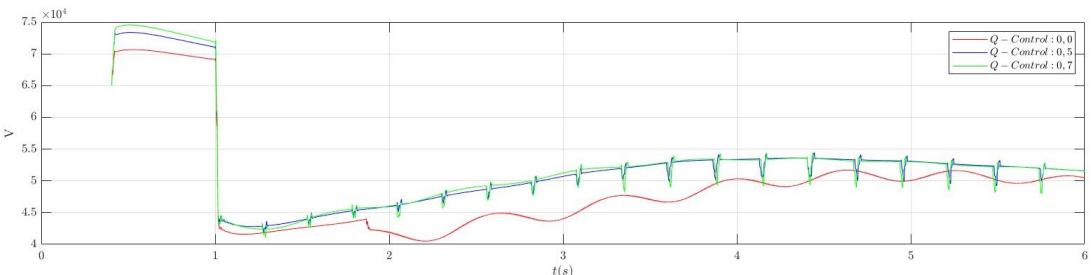


Figura 4.30. Tensões de fase B no barramento da geração eólica após curto circuito bifásico com compensador síncrono.

Os modos de controle de potência reativa com o compensador síncrono foram preservados durante as irregularidades na rede, apresentando uma elevação na injeção, mas retornando aos seus valores inicialmente configurados, de acordo com a análise da potência reativa no barramento da geração eólica, conforme a Fig. 4.31. Os modos de controle de potência reativa de 0,5 e 0,7 pu apresentaram oscilações ao longo do tempo. Essas oscilações podem estar relacionadas ao método numérico utilizado nas

configurações do próprio simulador.

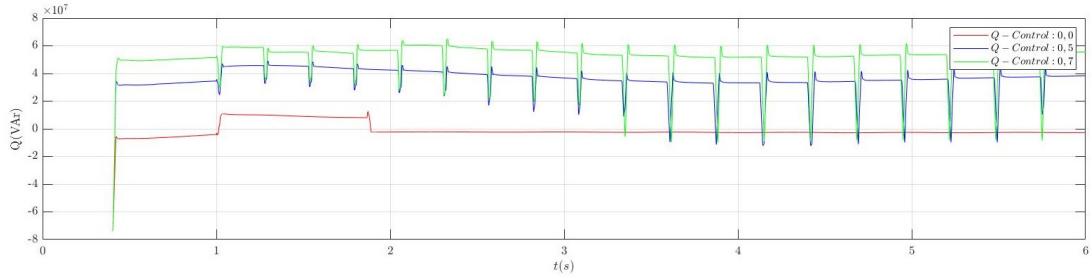


Figura 4.31. Potência Reativa no barramento da geração eólica durante eventos de subtensão com o suporte do compensador síncrono.

Para eventos de subtensão, quanto maior a injeção de potência reativa por parte do parque eólico, menor será a injeção realizada pelo compensador síncrono. Antes da ocorrência do curto-círcuito, em 1 segundo, quando a geração eólica está injetando 0,7 pu, o compensador síncrono reduz sua injeção para 0 pu. Ao ocorrer o curto-círcuito, o suporte reativo do compensador síncrono passa a predominar, fazendo com que ele opere priorizando também os modos de controle.

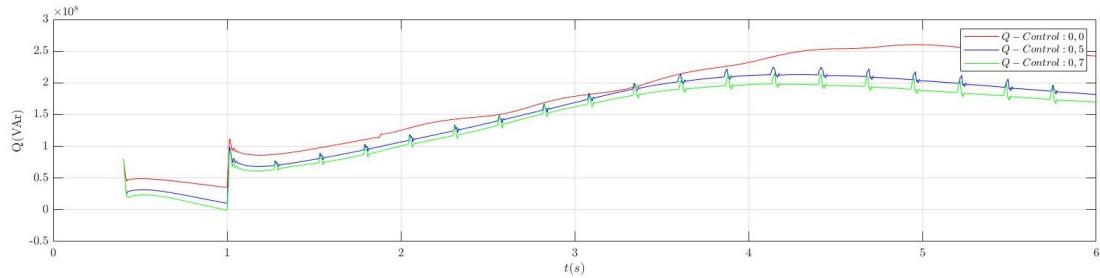


Figura 4.32. Potência Reativa no compensador síncrono durante eventos de subtensão para diferentes ajustes do modo de controle de potência reativa.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES

Neste trabalho, introduziu-se a análise dos critérios de interconexão de fontes conectadas via conversores nos sistemas elétricos de potência, destacando as normas aplicadas no Brasil e comparando-as com códigos de rede internacionais. Inicialmente, foi discutido o cenário atual da geração eólica e solar no Brasil, ressaltando os desafios técnicos e operacionais causados pela crescente inserção dessas fontes na matriz energética.

No Capítulo 2, foram apresentados os principais requisitos técnicos para a integração de geração renovável, incluindo faixas de operação de frequência e tensão; geração, absorção e controle de potência reativa; inércia sintética; controle primário de frequência; injeção de corrente reativa; e a aplicação do *Voltage Ride Through* (VRT). Também foram explorados os benefícios do uso de compensadores síncronos na melhoria da estabilidade da rede.

No Capítulo 3, foi realizada uma análise documental dos códigos de rede de diversos países, permitindo uma comparação com outros códigos de rede no mundo. Essa análise possibilitou identificar diferenças importantes, como quais países adotam um comportamento mais flexível ou mais restritivo em relação a com alta penetração de renováveis.

No Capítulo 4, foram conduzidas simulações utilizando o software EMTP-RV para investigar o desempenho dos modos de controle de potência reativa e a aplicação do VRT. Os testes também incluíram a presença do compensador síncrono, permitindo observar melhorias significativas na capacidade de suportabilidade de tensão e na operação contínua das fontes renováveis durante perturbações.

Por fim, no Capítulo 5, concluiu-se que o código de rede brasileiro apresenta oportunidades para aprimoramento, especialmente no que diz respeito à adaptação das

normas internacionais que promovem maior resiliência frente à intermitência das fontes renováveis. A escolha dos modos de controle de potência reativa deve ser baseada nas prioridades definidas pela operação do sistema, tendo ciência da qualidade de algo que será deixado em detrimento do modo escolhido. Além disso, através do controle da potência reativa pelos modos de controle do parque eólico é possível uma melhor adaptação do sistema para eventos de sobretensão e subtensão. As simulações evidenciaram que o uso de compensadores síncronos tornou a necessidade de acionamento do VRT dispensável nas condições testadas. Além de priorizar os modos de controle diante de instabilidades na rede. Dessa forma, o estudo reforça a necessidade de contínua evolução dos requisitos técnicos para suportar a crescente participação das energias renováveis na matriz elétrica brasileira.

Relacionadas a este trabalho, as seguintes discussões podem ser objetos de trabalhos futuros:

- Avaliar as proteções VRTs na presença do Compensador estático.
- Implementar outros requisitos no EMTP, como a inércia sintética, permitindo uma análise mais aprofundada do controle de potência ativa, que não foi explorado com a mesma profundidade que o controle de potência reativa neste trabalho.
- Investigar a possibilidade de injeção de corrente de sequência negativa durante a falha para suportar desequilíbrios na rede.
- Analisar o uso de conversores formadores de rede para proporcionar inércia ao sistema.

BIBLIOGRAFIA

CALDORA, M.; CANTONI, L.; FALVO, M. C.; CORETTI, A.; LAZZARIN, A.; VERGINE, C.; CINQUE, A.; ALUISIO, B. Synchronous condensers with flywheel for power systems with high penetration of res: the case of italian transmission grid. In: *2022 AEIT International Annual Conference (AEIT)*. [S.l.: s.n.], 2022. p. 1–5. Citado na página 19.

CENACE. *Código de Red - Disposiciones Administrativas de Carácter General para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista*. [S.l.], 2016. v. 0, n. 0. Disponível em: <[https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/SENyMEM/\(DOF%202016-04-08%20CRE\)%20RES-151-2016%20DACG%20C%C3%B3digo%20de%20Red.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/SENyMEM/(DOF%202016-04-08%20CRE)%20RES-151-2016%20DACG%20C%C3%B3digo%20de%20Red.pdf)>. Citado 2 vezes nas páginas 21 and 30.

CHEN, N.; QU, L.; JIA, Y.; ZHANG, H.; ZHANG, L. Analysis and discussion on technical requirements for operation of photovoltaic power generation. In: *2021 3rd Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES)*. [S.l.: s.n.], 2021. p. 922–927. Citado na página 30.

(CNO), C. N. de O. *Acuerdo CNO 1322 de 2020: Por el cual se establecen requisitos técnicos para la conexión de generación al Sistema Interconectado Nacional (SIN)*. [S.l.], 2020. v. 0, n. 1322. Disponível em: <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/acuerdo_cno_1322_2020.htm>. Citado na página 21.

CORRÊA, S. C. L. *Título da Tese*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2023. Acesso em: 20 jan. 2025. Disponível em: <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-04042023-084327/publico/SulamiitaCarolinaLopesCorr23.pdf>>. Citado na página 2.

(CREG), C. de Regulación de Energía y G. *Resolución CREG 0025 de 1995: Por la cual se aprueba el Código de Redes para el Sistema Interconectado Nacional*. [S.l.], 1995. v. 0, n. 0025. Disponível em: <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0025_1995.htm#Inicio>. Citado na página 21.

CUNHA, A. M. da. *Avaliação dos Efeitos da Representação da Inércia Sintética nos Aerogeradores do Tipo Indução Duplamente Alimentado no Controle de Frequência*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, setembro 2017. Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Citado na página 15.

EIRGRID. *Grid Code Version 14.2*. [S.l.], 2024. v. 0, n. 0. Disponível em: <<https://cms.eirgrid.ie/sites/default/files/2024-07/GridCodeVersion14.2docx.pdf>>. Citado na página 21.

ELECTRICAL, I. of; (IEEE), E. E. *IEEE 1546-2020: Recommended Practice for Testing and Performance Evaluation of Energy Storage Systems in Electric Power Systems.* [S.l.], 2018. v. 0, n. 1546. Disponível em: <<https://standards.ieee.org/standard/1546-2020.html>>. Citado na página 30.

ELECTRICITY), E.-E. E. N. of Transmission System Operators for. *Implementation Guidance Document: Reactive Power Control Modes for Power Park Modules and HVDC Systems.* [S.l.], 2016. Disponível em: <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/161116_IGD_Reactive%20power%20control%20modes%20PPMs%20%20HVDC_for%20publication.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 9 and 37.

ENERGIA, M. de Minas e. *Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro.* [S.l.]: Governo Federal, 2024. Citado na página 1.

ENERGINET. *Technical Regulation 3.2.5 for Wind Power Plants Above 11 kW, Revision 4.* [S.l.], 2020. v. 0, n. 0. Disponível em: <<https://en.energinet.dk/media/5pbflmly/technical-regulation-325-for-wind-power-plants-above-11-kw-revision-4.pdf>>. Citado na página 21.

ENERGÍA, T. y. A. D. Ministerio de. *Resolución de 1 de febrero de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.2: Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad de los sistemas eléctricos no peninsulares.* [S.l.], 2018. v. 42, n. 2198, 18835-18840 p. Disponível em: <<https://www.ree.es/es/conocenos/marco-regulatorio/procedimientos-de-operacion>>. Citado 2 vezes nas páginas 21 and 30.

EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY. *Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF)*, v. 17. Citado na página 2.

(ESO), N. E. S. O. *National Grid Code.* [S.l.], 2024. v. 0, n. 0. Disponível em: <<https://dcm.nationalenergyso.com/>>. Citado na página 21.

ETXEGARAI, A.; EGUIA, P.; TORRES, E.; ITURREGI, A.; VALVERDE, V. Review of grid connection requirements for generation assets in weak power grids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 41, p. 1501–1514, 2015. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211400803X>>. Citado na página 27.

FLORES, A.; ZÁRATE-MIÑANO, R.; CARRIÓN, M. Capability curve modeling for hydro-power generators in optimal power flow problems. *Sustainability*, v. 15, p. 16654, 2023. ISSN 24. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2071-1050/15/24/16654>>. Citado na página 7.

GHANA, E. C. of. *Renewable Energy Sub-Code for the Distribution Network.* [S.l.], 2015. v. 0, n. 0. Disponível em: <<https://energycom.gov.gh/files/Renewable%20Energy%20Sub-Code%20for%20the%20Distribution%20Network,%202015.pdf>>. Citado na página 21.

- GMBH, E. N. *E.ON Grid Code: High and Extra High Voltage*. [S.l.], 2006. v. 0, n. 0. Disponível em: <<https://pt.scribd.com/document/659735699/EON-Grid-Code-High-and-extra-high-voltage>>. Citado 2 vezes nas páginas 21 and 30.
- GOVERNMENT, R. *Grid Code for the Romanian National Power System*. [S.l.], 2018. v. 0, n. 0. Disponível em: <<https://legislatie.just.ro/Public/DetaliiDocumentAfis/211640>>. Citado na página 21.
- GROUP, A. *Synchronous Condensers: Supporting a Stable Power Grid*. Ano de publicação. Acesso em: 23 jan. 2025. Disponível em: <<https://www.andritz.com/resource/blob/393874/a37f134dfcfa4adf998f2bbbea32aa8c/synchronous-condensers-pt-data.pdf>>. Citado na página 19.
- IEA. *Renewables 2023*. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/renewables-2023>>. Citado na página 2.
- (IEA), I. E. A. *Tunisia - Energy Mix*. 2024. Accessed: 2024-12-27. Disponível em: <<https://www.iea.org/countries/tunisia/energy-mix>>. Citado na página 28.
- IESO. *Market Manual 2: Market Administration - Performance Validation*. [S.l.], 2021. v. 0, n. 0. Disponível em: <<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/market-manuals-archive/MM-2---Market-Administration/ma-PerformanceValidationv10BL421.pdf>>. Citado na página 21.
- IRENA. *Grid codes for renewable powered systems*. Abu Dhabi, 2022. ISBN 978-92-9260-427-1. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Grid-codes-for-renewable-powered-systems>>. Citado na página 3.
- KIM, S.-B.; SONG, S.-H. A hybrid reactive power control method of distributed generation to mitigate voltage rise in low-voltage grid. *Energies*, v. 13, n. 8, 2020. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/13/8/2078>>. Citado na página 9.
- KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill Education, 1994. 1176 p. Citado 2 vezes nas páginas iii and 9.
- MAHELA, O. P.; GUPTA, N.; KHOSRAVY, M.; PATEL, N. Comprehensive overview of low voltage ride through methods of grid integrated wind generator. *IEEE Access*, v. 7, p. 99299–99326, 2019. Citado na página 17.
- MOHSENI, M.; ISLAM, S. M. Review of international grid codes for wind power integration: Diversity, technology and a case for global standard. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, n. 6, p. 3876–3890, 2012. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112002225>>. Citado na página 24.
- NERIS, A. *Novas regras do ONS para o controle da operação de eólicas e solares*. 2024. Disponível em: <<https://www.pv-magazine-brasil.com/2024/04/03/novas-regras-do-ons-para-o-controle-da-operacao-de-eolicas-e-solares/>>. Citado na página 5.

- NERSA. *South African Grid Code - Requirements for Renewable Power Plants, Revision 3.1.* [S.l.], 2021. v. 0, n. 0. Disponível em: <<https://www.nersa.org.za/wp-content/uploads/bsk-pdf-manager/2022/01/SAGC-Requirements-for-Renewable-Power-Plants-Rev-3.1.pdf>>. Citado na página 21.
- ONS. *Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL).* Rio de Janeiro, Brasil: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2023. Citado 3 vezes nas páginas iii, 1, and 17.
- ONS. *Submódulo 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão.* [S.l.], 2023. v. 0, n. 0. Citado 6 vezes nas páginas iii, 6, 7, 8, 10, and 21.
- PODER360. *ONS conclui que causa do apagão foi falha em usinas eólicas e solares.* 2024. Accessed: 2024-12-27. Disponível em: <<https://www.poder360.com.br/infograficos/ons-conclui-que-causa-do-apagao-foi-falha-em-usinas-eolicas-e-solares/>>. Citado na página 3.
- PORTE, B. B. P. *Avaliação de Compensadores Síncronos para a Melhoria da Margem de Estabilidade de Tensão em Sistemas de Potência.* Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Rio de Janeiro, 2024. Projeto de Graduação. Citado na página 18.
- (RTE), R. de Transport d'Électricité. *Code de Réseau Électrique Français - Version Complète (01-05-13).* [S.l.], 2013. v. 0, n. 0. Disponível em: <https://services-rte.fr/files/live/sites/services-rte/files/documentsLibrary/01-05-13%20complet_fr>. Citado na página 21.
- SALEEM, D.; MAJEED, R. Reactive power management in distributed generation. In: *2019 International Conference on Engineering and Emerging Technologies (ICEET).* [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–7. Citado na página 11.
- SANTOS, G. V. *Sistemas de Controle Aplicados a Aerogeradores.* Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Belo Horizonte, Brasil, July 2015. Accessed: 2024-12-27. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/BUBD-A3HGQF/1/dissertacao___sistemas_de_controle_aplicados_a_aerogeradores....pdf>. Citado na página 9.
- (SGCC), S. G. C. of C. *GB/T 19964-2024: Technical Requirements for Connecting Photovoltaic Power Station to Power System.* [S.l.], 2024. v. 0, n. 0. Disponível em: <<https://www.doc88.com/p-98739553124427.html>>. Citado na página 21.
- VIET, N. H.; YOKOYAMA, A. Impact of fault ride-through characteristics of high-penetration photovoltaic generation on transient stability. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEM TECHNOLOGY. [S.l.], 2010. Citado na página 2.
- XU, Z.; ZHANG, N.; ZHANG, Z.; HUANG, Y. The definition of power grid strength and its calculation methods for power systems with high proportion nonsynchronous-machine sources. *Energies*, v. 16, n. 4, p. 1842, 2023. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/16/4/1842>>. Citado na página 19.

ZOU, Y.; MI, C.; MA, Y.; HU, W. Review of cooperative control of wind turbine and energy storage system. *Journal of Applied Mathematics*, v. 2013, n. 437674, p. 1–7, 2013. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1155/2013/437674>>. Citado na página 26.