



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
Campus de Bauru

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Danilo Monteiro Caldas

**ANÁLISE DA INTEGRAÇÃO DE USINAS EÓLICAS ATRAVÉS DOS
REQUISITOS TÉCNICOS DOS PROCEDIMENTOS DE REDE DO ONS**

Bauru – SP

2019

DANILO MONTEIRO CALDAS

**ANÁLISE DA INTEGRAÇÃO DE USINAS EÓLICAS ATRAVÉS DOS
REQUISITOS TÉCNICOS DOS PROCEDIMENTOS DE REDE DO ONS**

Dissertação apresentada ao
programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica da Faculdade de
Engenharia de Bauru – UNESP para a
obtenção do título de Mestre em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Alessandro Serrão Gonçalves

Co-orientador: Prof. Dr. Helmo Kelis Morales Paredes

Bauru– SP

2019

C145a	Caldas, Danilo Monteiro Análise da integração de usinas eólicas através dos requisitos técnicos dos procedimentos de rede do ONS / Danilo Monteiro Caldas. -- Bauru, 2019 110 f. : il., tabs., fotos Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista (Unesp), Faculdade de Engenharia, Bauru Orientador: Flavio Alessandro Serrão Gonçalves Coorientador: Helmo Kelis Morales Paredes 1. Aerogerador full-converter. 2. Controle de tensão. 3. Inércia sintética. 4. Procedimentos de rede. 5. Qualidade de energia. I. Título.
-------	--

Sistema de geração automática de fichas catalográficas da Unesp. Biblioteca da Faculdade de Engenharia, Bauru. Dados fornecidos pelo autor(a).

Essa ficha não pode ser modificada.

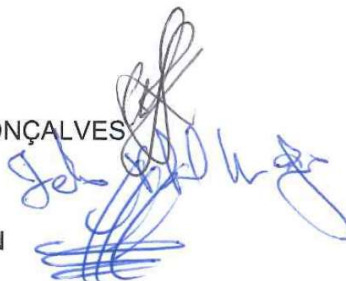
ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE DANILO MONTEIRO CALDAS, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.

Aos 31 dias do mês de maio do ano de 2019, às 09:00 horas, no(a) ICT Sorocaba - UNESP, reuniu-se a Comissão Examinadora da Defesa Pública, composta pelos seguintes membros: Prof. Dr. FLÁVIO ALESSANDRO SERRÃO GONÇALVES - Orientador(a) do(a) Departamento de Engenharia de Controle e Automação / Instituto de Ciência e Tecnologia / UNESP / Sorocaba, Prof. Dr. FERNANDO PINHABEL MARAFAO do(a) Departamento de Engenharia de Controle e Automação / Unesp - ICT Sorocaba, Prof. Dr. JUAN CARLOS CEBRIAN AMASIFEN do(a) Departamento de Engenharia de Produção / UNESP - Itapeva, sob a presidência do primeiro, a fim de proceder a arguição pública da DISSERTAÇÃO DE MESTRADO de DANILO MONTEIRO CALDAS, intitulada **ANÁLISE DA INTEGRAÇÃO DE USINAS EÓLICAS ATRAVÉS DOS REQUISITOS TÉCNICOS DOS PROCEDIMENTOS DE REDE DO ONS**. Após a exposição, o discente foi arguido oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo recebido o conceito final: APROVADO. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelos membros da Comissão Examinadora.

Prof. Dr. FLÁVIO ALESSANDRO SERRÃO GONÇALVES

Prof. Dr. FERNANDO PINHABEL MARAFAO

Prof. Dr. JUAN CARLOS CEBRIAN AMASIFEN



AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à minha família especialmente à minha esposa Isabel e ao meu filho Caetano pela estabilidade, motivação e apoio durante a realização do trabalho.

Ao meu orientador, professor Flavio Alessandro Serrão Gonçalves pela paciência, disponibilidade e experiência tanto nos aspectos técnicos como nos detalhes relativos à vida acadêmica.

A todos os professores do programa de pós-graduação especialmente os professores Fernando Pinhabel Marafão, Helmo Kelis Morales Paredes e Eduardo Paciência Godoy pelos ensinamentos durante as disciplinas, exame de qualificação e suporte durante elaboração de publicações.

Aos colegas do GASI (Grupo de Automação e Sistemas Integráveis) pela troca de conhecimentos e conselhos.

Aos colegas da ENERCON, especialmente aos engenheiros Eckard Quitmann e Angelo Mendonça, pela inestimável colaboração nos detalhes relacionados ao funcionamento do aerogerador e compartilhamento de experiências internacionais.

Aos demais amigos e colegas de demais empresas do setor eólico que tive o prazer de colaborar durante os últimos anos e, com certeza, tiveram uma contribuição importante na realização do trabalho.

RESUMO

Este trabalho realiza uma análise dos principais temas sobre qualidade de energia de usinas eólicas através de uma revisão bibliográfica das principais normas nacionais e internacionais, dando ênfase aos Procedimentos de Rede do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). São avaliados os aspectos técnicos relativos à conexão elétrica de uma usina eólica ao Sistema Interligado Nacional brasileiro (SIN), propondo uma sequência de análises para integrar uma metodologia de verificação do cumprimento de novos requisitos do Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede utilizando os pacotes de softwares de análise de rede do CEPEL (ANAREDE, ANATEM e HarmZs). Foram revisadas, nesta nova versão publicada em dezembro de 2016, as exigências relativas à capacidade de potência reativa, controle de tensão, impacto na qualidade de energia e funcionamento durante distúrbios de tensão e frequência (*Fault Ride Through*, Inércia Sintética e controle $P(f)$). Para cada um dos requisitos são apresentados exemplos de aplicação da metodologia proposta através de estudos de caso, considerando um aerogerador do tipo *Full-Converter* e através dos resultados destes estudos demonstra-se que a metodologia proposta permite a verificação dos principais requisitos dos Procedimentos de Rede na fase de planejamento da usina eólica, dando previsibilidade e segurança tanto para o desenvolvedor do projeto, quanto ao ONS. O conjunto das orientações e procedimentos propostos, pela primeira vez apresentado de forma integral em um único documento técnico, integra uma metodologia unificada de verificação da conformidade que pode ser facilmente reproduzida, representando um ambiente poderoso para a realização de testes no setor eólico.

Palavras-chave: Aerogerador *Full-Converter*, Controle de Tensão, *Fault Ride Through*, Inércia Sintética, Procedimentos de Rede, Qualidade de Energia.

ABSTRACT

This work presents an assessment of the main topics related to power quality on wind power plants through a bibliographical review of the main national and international standards, with emphasis on the *Procedimentos de Rede* from ONS (*Operador Nacional do Sistema Elétrico*). The technical aspects related to a wind farm grid connection to the Brazilian National Interconnected System (*Sistema Interligado Nacional - SIN*) are evaluated, proposing a sequence of analyses to integrate a methodology in order to verify the compliance with the new requirements from the Sub-module 3.6 of the *Procedimentos de Rede* using the grid analysis software packages from CEPEL (ANAREDE, ANATEM and HarmZs). The requirements for reactive power capability, voltage control, power quality impact and operation during voltage and frequency disturbances (Fault Ride Through, Synthetic Inertia, and P(f) control) were reviewed in this new version published in December 2016. Examples for the application of the methodology proposed are presented for each of the requirements through case studies considering a Full-Converter type wind turbine and through the results of these studies it is demonstrated that the proposed methodology allows the verification of the main requirements of the *Procedimentos de Rede* in the planning phase of the wind farm, giving predictability and safety for both the project developer and ONS. The set of proposed guidelines and procedures, for the first time entirely presented in a single technical document, incorporates a unified methodology for the compliance verification that can be easily reproduced, representing a powerful environment for conducting tests in the wind sector.

Keywords: Fault Ride Through, Full-Converter Wind Turbine, Power Quality, *Procedimentos de Rede*, Synthetic Inertia, Voltage Control.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Rede fictícia para o cálculo da tensão fictícia.	22
Figura 2.2 - Foto de um container de testes de afundamentos de tensão.	24
Figura 2.3 - Diagrama unifilar simplificado de um container de testes de afundamentos de tensão.	24
Figura 3.1 – Transformador e chave seccionadora instalados dentro da torre de um aerogerador.	31
Figura 3.2 – Rede de média tensão aérea de 34,5 kV dentro de uma usina eólica.	31
Figura 3.3 - Instalação de rede de média tensão subterrânea de 34,5 kV dentro de uma usina eólica. .	32
Figura 3.4 – Subestação e linha de transmissão de 110 kV em usina eólica na Alemanha.	32
Figura 3.5 - Requisito mínimo de geração/absorção de potência reativa no PAC da central geradora eólica.	33
Figura 3.6 - Perfil do controle de tensão (<i>voltage droop</i>) da central geradora eólica.	34
Figura 3.7 - Requisito de controle de potência em função da frequência para eventos de sobrefrequência.	35
Figura 3.8 - Requisito de inercia sintética para os aerogeradores. Em azul: Curva de potência ativa em relação à potência disponível antes do distúrbio de frequência. Em vermelho: variação da frequência nos terminais do aerogerador.	36
Figura 3.9 - Requisito de suportabilidade a tensões de falta nos terminais do aerogerador.	37
Figura 3.10 - Requisito para injeção de corrente reativa durante falta na rede.	38
Figura 4.1 – Diagrama esquemático com os requisitos técnicos com seus respectivos pontos de referência e as ferramentas utilizadas para a implementação da metodologia de verificação.	46
Figura 4.2 – Diagrama com o processo para o cálculo da capacidade de potência reativa no PAC.	46
Figura 4.3 - Diagrama com o processo de verificação do funcionamento do controle de tensão do parque eólico.	49
Figura 4.4 – Diagrama com o processo de verificação do requisito de suportabilidade a subtensões e sobretensões (<i>Fault Ride Through - FRT</i>).	50
Figura 4.5 - Diagrama com o processo de verificação do requisito de suportabilidade a distúrbios de frequência.	52
Figura 4.6 – Diagrama com o procedimento de simulação de harmônicos para a verificação do requisito do ONS.	54
Figura 4.7 - Representação do circuito básico para estudo de desempenho harmônico de uma usina eólica (equivalente Norton e Lugar Geométrico).	55
Figura 4.8 - Cálculo vetorial do valor mínimo de $Y_h = Y_{ih} + Y_{bh}$ que resulta no valor crítico de V_h	56
Figura 5.1 - Diagrama PQ WEC A.	60
Figura 5.2 - Diagrama PQ WEC B.	61
Figura 5.3 - Exemplo de diagrama unifilar da usina eólica utilizada para os estudos de caso.	63
Figura 5.4 – Diagramas PQ do WEC A nos terminais BT (azul) e da usina eólica no PAC (vermelho). .	64
Figura 5.5 – Diagramas PQ nos terminais dos WECs: WEC A (WECs 01 a 05 - Azul) e WEC B (WECs 06 a 10 - Laranja).	67

Figura 5.6 – Diagrama PQ no PAC com metade dos WECs com configuração de Q adicional (vermelho) e requisito mínimo do ONS (verde).	68
Figura 5.7 - Exemplo de diagrama esquemático de controlador de uma usina eólica.....	69
Figura 5.8 – Diagrama de Blocos do controle $Q(\Delta U)$ do FCU no modelo EFCU07.cdu	69
Figura 5.9 - Exemplo de resposta do controle <i>voltage droop</i> em usina eólica para sobretensão e subtensão em dois tipos de rede.....	72
Figura 5.10 - Caso exemplo com localização da falta simulada.	73
Figura 5.11 - Resposta do WEC durante FRT. $U_f=0,85$; $I_q=0$	75
Figura 5.12 - Resposta do WEC durante FRT. $U_f=0,76$; $I_q=0,26$ (capacitivo).	76
Figura 5.13 - Resposta do WEC durante FRT. $U_f=0,55$; $I_q=0,89$ (capacitivo).	76
Figura 5.14 - Resposta do WEC durante FRT. $U_f=1,10$; $I_q=0$	77
Figura 5.15 - Resposta do WEC durante FRT. $U_f=1,13$; $I_q=-0,31$ (indutivo).	77
Figura 5.16 - Resposta do WEC durante FRT. $U_f=1,16$; $I_q=-0,61$ (indutivo).	78
Figura 5.17 - Curva característica do modo QU2 ($I_q(U_f)$) obtida a partir dos resultados da simulação no ANATEM.	78
Figura 5.18 - Controle $P(f)$ dos WECs ENERCON.....	79
Figura 5.19 - Controle <i>Inertia Emulation</i> dos WECs ENERCON.....	79
Figura 5.20 - Resposta do controle $P(f)$ simulada no ANATEM.....	81
Figura 5.21 - Curva característica do controle $P(f)$ obtida a partir dos resultados da simulação no ANATEM	82
Figura 5.22 - Resposta do controle <i>Inertia Emulation</i> simulada no ANATEM.....	83
Figura 5.23 – Usina eólica de 23,5 MW conectado a barra 7 do sistema IEEE 14 barras.	84
Figura 5.24 – Resultados de simulação no ANATEM de subfrequência no sistema IEEE 14 barras considerando usina eólica de 23,5 MW com e sem <i>Inertia Emulation</i>	85
Figura 5.25 – Rede A: PAC na Barra 4 do sistema IEEE 14 barras.	87
Figura 5.26 - Rede B: PAC na barra 8 na rede STB-16.	87
Figura 5.27 - Rede C: PAC na barra 4 na rede STB-16.	88
Figura 5.28 - Abertura da rede no software HarmZs.....	89
Figura 5.29 - Criação de arquivo Batch para cálculo de nuvem de pontos de impedâncias harmônicas em diversas contingências na rede.	90
Figura 5.30 - Correntes harmônicas de três modelos de WECs.....	93
Figura 5.31 – Inserção de correntes harmônicas dos WECs no software HarmZs.	94
Figura 5.32 - Ferramenta do HarmZs (DHT Máxima) que permite o cálculo das distorções harmônicas de tensão no PAC considerando as nuvens de impedâncias calculadas anteriormente no arquivo PRX. ..	96
Figura 5.33 – Distorção harmônica de tensão do parque com WEC 3 conectado aos PACs A, B e C... ..	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Exemplo de medições de flutuação de tensão de um aerogerador de acordo com a IEC 61400-21.....	22
Tabela 2.2 – Formato da tabela de correntes harmônicas (2ª ordem até a 15ª ordem) de acordo com a norma IEC 61400-21.....	23
Tabela 2.3 – Especificação dos afundamentos de tensão da norma IEC 61400-21.	24
Tabela 2.4 – Limites de distorção harmônica de corrente recomendados pela norma IEEE 519 – 2014.	27
Tabela 3.1 - Limites de distorção de tensão harmônica individuais (DTHI) para instalações do SIN.....	39
Tabela 3.2 - Requisitos mínimos para geração distribuída em função da potência.....	41
Tabela 3.3 – Limites de distorção harmônica de tensão harmônica total e individual (PRODIST).....	43
Tabela 5.1 – Dados do WEC A.....	60
Tabela 5.2 - Dados do WEC B.	60
Tabela 5.3 - Dados Transformador Unitário	61
Tabela 5.4 - Dados dos cabos de ligação entre WECs.....	62
Tabela 5.5 - Dados dos cabos de ligação entre WEC e subestação.	62
Tabela 5.6 - Dados transformador elevador da subestação da usina eólica.	62
Tabela 5.7 - Resumo do resultado de fluxo de potência para o cálculo da capacidade de potência reativa da usina eólica com 10 x WEC A.	64
Tabela 5.8 - Resumo resultado de fluxo de potência para o cálculo da capacidade de potência reativa da usina eólica com 5 x WEC A + 5 x WEC B.....	67
Tabela 5.9 - Resumo dados PAC calculados para simulação de controle de tensão.	71
Tabela 5.10 - Parâmetros ajustáveis do ExF4r1.cdu relevantes para a simulação de FRT.....	74
Tabela 5.11 - Casos de FRT simulados no ANATEM.....	75
Tabela 5.12 - Parâmetros do ExF4r1.cdu relevantes para a simulação do controle P(f) para sobrefrequências.	80
Tabela 5.13 - Resposta do controle P(f) simulada no ANATEM.....	81
Tabela 5.14 - Parâmetros do ExF4r1.cdu relevantes para a simulação do controle <i>Inertia Emulation</i> . ..	82
Tabela 5.15 – Correntes harmônicas de três modelos de WECs.....	92
Tabela 5.16 – Distorção harmônica individual de tensão (DHI) calculada com o método do polígono... ..	97
Tabela 5.17 - Distorção Harmônica Individual de Tensão (DHI) calculada com o método do setor anular.	98

SIMBOLOGIA

abs.	Absorção de Potência/Corrente Reativa (comportamento indutivo)
ANAREDE	Programa de Análise de Redes Elétricas
ANATEM	Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APCC	Código para a simulação de aplicação de curto circuito no ANATEM
AT	Alta Tensão
B(ω)	Susceptância da rede externa para a ordem harmônica de frequência ω
BT	Baixa Tensão
cap.	Capacitivo
CDU	Extensão de Controle Definido pelo Usuário no ANATEM
cos ϕ	Cosseno do ângulo de fase entre corrente e tensão (Fator de Potência)
DEVT	Comando que define os eventos da simulação no ANATEM
Diagrama PQ	Capacidade de Q em função de P
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i> (Gerador de Indução Duplamente Alimentado)
DHI	Distorção Harmônica Individual de Tensão
DTHI	Distorção de Tensão harmônica individual
DTHTS95%	Distorção de Tensão Harmônica Total (Percentil 95)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ExF4r1	Arquivo CDU do modelo dinâmico do Aerogerador ENERCON
F	Frequência
f _{ativação}	valor limite para o acionamento da Inércia Sintética
FCU	<i>Farm Control Unit</i>
Flicker	Flutuação de Tensão
fp	Fator de Potência
FRT	<i>Fault Ride Through</i> (Suportabilidade para funcionamento durante faltas na rede)
FTQS	Especificação do aerogerador ENERCON com capacidade de fornecimento de Potência Reativa com P=0

$G(\omega)$	Condutância da rede externa para a ordem harmônica de frequência ω
h	Ordem Harmônica
HarmZs	Programa de Comportamento Harmônico de Análise Modal
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
I_h	Corrente Harmônica do Equivalente Norton da ordem h
I_L	Corrente Máxima da Carga (componente fundamental) no Ponto de Conexão em condições normais de operação
I_n	Corrente Nominal do aerogerador em Amperes
ind.	Indutivo
inj.	Injeção de Potência/Corrente Reativa (capacitivo)
I_q	Corrente reativa injetada/absorvida pelo aerogerador durante simulação de falta
I_{sc}	Corrente de Curto-Circuito
K	Fator de Proporcionalidade entre $(\Delta I_q/I_n)$ e V
L_{fic}	Indutância Fictícia para cálculo de Flicker
MT	Média Tensão
NBR	Norma Brasileira
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P	Potência Ativa
$P(f)$	Potência Ativa em função da frequência
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PAR	Plano de Ampliações e Reforços do SIN
$P_{disponível}$	P da usina eólica no momento da falta na rede
$P_{eólica}$	Potência Nominal da usina eólica
P_{max}	Potência Ativa Máxima da usina eólica
P_{nom}	P nominal do aerogerador
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PROINFA	Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
pu	Por Unidade
Q	Potência Reativa
$Q(\Delta U)$	Potência Reativa em função da variação de tensão (<i>Voltage-Droop</i>)

$Q_{\max}$	Potência Reativa Máxima
$Q_{\min}$	Potência Reativa Mínima
QU2	Modo de Operação durante falta na rede com injeção controlada de corrente reativa
$R(\omega)$	Resistência da rede externa para a ordem harmônica de frequência ω
RCC	Razão entre a Potência de Curto Circuito do PAC e a Potência Instalada da usina eólica
R_{fic}	Resistência Fictícia para cálculo de Flicker
ROCOF	<i>Rate of Change of Frequency</i>
R_{PAC}	Resistência entre a usina eólica e a barra infinita
SAV	Extensão do arquivo com histórico de casos do ANAREDE
S_{base}	Base da Potência no ANAREDE
S_{cc}	Potência de Curto Circuito no PAC
SE MT	Barra de Média Tensão da Subestação do PAC
SIN	Sistema Interligado Nacional
SLACK	Barra de Referência
STB	Extensão do arquivo do caso a ser simulado no ANATEM
STB-16	Sistema-Tese Brasileiro de 16 barras
U_f	Tensão nos terminais do aerogerador durante a simulação de falta
$u_{\text{fic}}(t)$	Tensão Fictícia para cálculo de flutuação de tensão
V_h	Tensão Harmônica de ordem h
$X(\omega)$	Reatância da rede externa para a ordem harmônica de frequência ω
X/R	Relação entre Reatância e Resistência da Impedância da Rede
X_{PAC}	Reatância entre a usina eólica e a barra infinita
WEC	<i>Wind Energy Converter</i> (Aerogerador)
WEC BT	Barra de Baixa Tensão do Transformador Interno do Aerogerador
WEC MT	Barra de Média Tensão do Transformador Interno do Aerogerador
Y_{bh}	Admitância harmônica de ordem h externa à usina eólica
Y_{ih}	Admitância harmônica de ordem h interna da usina eólica
Z_{bh}	Impedância harmônica de ordem h externa à usina eólica
Z_{ih}	Impedância harmônica de ordem h interna da usina eólica

Z_{PAC}	Impedância Equivalente da Rede Elétrica vista pela usina eólica a partir do PAC
Z_{PAC}	Impedância entre a usina eólica e a barra infinita
Z_{PM}	Modo de Operação durante falta na rede sem injeção de corrente
Δf	Variação de Frequência para a simulação de distúrbio de frequência
ΔI_q	Corrente reativa durante a falta em relação ao valor anterior a falta em amperes

SUMARIO

1	INTRODUÇÃO.....	16
1.1	Considerações Iniciais	16
1.2	Objetivos.....	18
1.3	Estrutura da Dissertação	18
2	REVISÃO DE NORMAS INTERNACIONAIS	19
2.1	IEC 61400-21	19
2.1.1	Flutuação de Tensão	21
2.1.2	Correntes Harmônicas.....	22
2.1.3	Resposta a Afundamentos de Tensão	23
2.1.4	Outros Parâmetros Medidos.....	25
2.1.5	Desafios para a próxima revisão da IEC 61400-21	25
2.2	IEEE 519	26
2.3	Conclusões do Capítulo.....	28
3	REVISÃO DE NORMAS NACIONAIS - CÓDIGOS DE REDE	30
3.1	Aerogerador versus Ponto de Acoplamento Comum (PAC).....	30
3.2	Códigos de Rede – Sistema de Transmissão	32
3.2.1	Capacidade de Potência Reativa	33
3.2.2	Controle de Tensão	34
3.2.3	Inercia Sintética e Controle Potência versus Frequência.....	35
3.2.4	Suportabilidade a subtensões e sobretensões (<i>Fault Ride Through</i>)	37
3.2.5	Qualidade de Energia	38
3.3	Códigos de Rede – Sistema de Distribuição	40
3.4	Conclusões do Capítulo.....	43
4	PROCEDIMENTOS DE REDE: METODOLOGIA DE CONFORMIDADE AOS REQUISITOS	45
4.1	Capacidade de Potência Reativa.....	46
4.2	Controle de Tensão	48
4.3	Suportabilidade a subtensões e sobretensões	50
4.4	Resposta a distúrbios de frequência.....	51
4.5	Qualidade de Energia	53
4.6	Conclusões do Capítulo.....	57

5	METODOLOGIA PARA VERIFICAÇÃO DE REQUISITOS: ESTUDOS DE CASO.....	59
5.1	Capacidade de Potência Reativa.....	59
5.1.1	Dados da Usina Eólica Exemplo	59
5.1.1.1	Aerogerador	60
5.1.1.2	Transformador Unitário	61
5.1.1.3	Rede Interna	61
5.1.1.4	Transformador Elevador da Subestação	62
5.1.2	Rede Modelada.....	62
5.1.3	Casos Simulados	63
5.2	Controle de Tensão	68
5.3	Suportabilidade a subtensões e sobretensões (<i>Fault Ride Through</i>)	73
5.4	Resposta a distúrbios de frequência.....	78
5.4.1	Controle P(f) - Sobrefrequência.....	80
5.4.2	Controle <i>Inertia Emulation</i> - Subfrequência.....	82
5.5	Qualidade de Energia	86
5.5.1	Rede Externa	86
5.5.2	Rede Interna e Aerogeradores	91
5.5.3	Distorção Harmônica de Tensão	96
5.6	Conclusões do Capítulo.....	100
6	CONCLUSÕES GERAIS	103
7	PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS.....	105
8	PUBLICAÇÕES.....	106
9	REFERÊNCIAS	107

1 Introdução

1.1 Considerações Iniciais

A história da energia eólica no Brasil começou nos anos 90 com as concretizações de projetos originados de parcerias entre universidades e empresas distribuidoras de energia [1]. Em 2002 o governo brasileiro aprovou a lei de implantação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) que representou um marco importante para o setor no país, pois permitiu aos desenvolvedores de projetos eólicos a venda da energia a partir de fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa) com uma tarifa mais atraente de forma similar aos sistemas *feed-in* aplicados em outros países, ou seja, o contrato de venda de energia possuía uma tarifa fixa subsidiada pelo governo [2]. A existência do PROINFA possuía prazo determinado, o encerramento oficial ocorreu em 2010 apresentando um balanço de 54 usinas e 1,3 GW de capacidade instalada de energia eólica [3].

A transição do PROINFA, caracterizado por possuir o preço de energia subsidiado, para um modelo de concorrência direta, iniciou com o leilão de reserva de 2009 que marcou a entrada da energia eólica no mercado regulado de energia brasileiro, no qual os projetos com tarifas de energia mais baixas são vencedores de um contrato de venda de energia com duração de 20 anos para suprir a demanda das distribuidoras. Desde então, os projetos eólicos vêm participando com sucesso de diversos leilões de energia resultando na capacidade instalada acumulada de mais de 15 GW de energia eólica em abril de 2019 [4], chegando entre os 7 países com maior capacidade instalada no mundo [5] e com participação da energia eólica na matriz de energia elétrica brasileira maior do que 9% [4].

Entretanto, o aumento na importância da energia eólica para o sistema elétrico brasileiro resulta em uma mudança do paradigma de operação, visto que a fonte eólica apresenta maior variabilidade dificultando a previsibilidade do despacho da geração o que pode impactar diretamente no controle de tensão, frequência e na qualidade de energia, ou seja, a fonte eólica modificou seu status de fonte de energia alternativa para uma fonte de energia pertencente, de fato, à matriz de energia elétrica do Brasil. Essa realidade representa para organizações como ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), EPE (Empresa de Pesquisa Energética) e ONS (Operador Nacional do

Sistema Elétrico), uma modificação significativa das metodologias de regulação, planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro.

O fato de o sistema elétrico apresentar maior inserção de uma fonte de energia variável na rede torna o controle de frequência mais elaborado. Por outro lado, a utilização de dispositivos de eletrônica de potência permite que os equipamentos de geração realizem um fornecimento controlado de potência reativa que, usado da maneira correta, pode evitar a instalação de equipamentos adicionais na rede elétrica para o controle de tensão.

Nesse sentido, os fabricantes de aerogeradores trabalham para disponibilizar ferramentas que diminuam o efeito negativo da variabilidade do recurso eólico, com a implementação de controles de potência ativa versus frequência e limitação de gradiente de potência ativa, além de melhorias nas estratégias de controle de tensão disponibilizadas pelas usinas eólicas [6].

Em paralelo, a ANEEL, em conjunto com o ONS, publicou em dezembro de 2016 uma revisão dos requisitos técnicos mínimos para a conexão de centrais de geração ao SIN, entre elas os aerogeradores, no qual são exigidos das usinas eólicas de forma concomitante a sua função principal de fornecimento de potência ativa (geração de energia útil), a participação ativa no controle de tensão da rede e suporte no controle de frequência da rede.

Outro tema de atenção na discussão da integração de aerogeradores à rede elétrica é o impacto destes equipamentos na qualidade de energia do sistema elétrico, principalmente nos níveis de distorção harmônica. Neste caso, os fabricantes de equipamento seguem as diretivas de normas internacionais, principalmente a IEC 61400-21 para a realização das medições de correntes harmônicas de seus modelos, porém, para avaliação das distorções de harmônicos no ponto de conexão de uma usina eólica é necessária uma avaliação local definida por cada operador de rede.

Este tipo de avaliação é tecnicamente complexa, principalmente pela dificuldade de se determinar a responsabilidade na emissão de correntes harmônicas, visto que os aerogeradores, como potenciais fontes de harmônicos, normalmente são conectados em uma rede elétrica que também possui distorções harmônicas pré-existentes. No Brasil, o ONS realiza tal avaliação baseada em uma combinação de estudos e medições cujo procedimento está detalhado em um guia específico fornecido pelo ONS [7].

1.2 Objetivos

O objetivo desta dissertação consiste em analisar de forma crítica os novos requisitos para a conexão de usinas eólicas ao SIN, visando o desenvolvimento de metodologia unificada de verificação da conformidade, baseada em estudos de caso realizados através de simulações computacionais utilizando os softwares do CEPEL (ANAREDE, ANATEM e HarmZs) e as informações fornecidas para um modelo de aerogerador *Full-Converter*.

Além disso, os objetivos também envolvem a apresentação de um levantamento bibliográfico e de estudos comparativos das principais normas de qualidade de energia nacionais e internacionais relacionadas com sistemas de geração eólica de grande porte.

1.3 Estrutura da Dissertação

O capítulo 1 apresenta um resumo histórico da fonte eólica e do tema de qualidade de energia na conexão desta fonte à rede elétrica, assim como os objetivos esperados pela realização desta dissertação.

O capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica das principais normas internacionais associadas ao tema de qualidade de energia para usinas eólicas.

O capítulo 3 descreve os códigos de rede nacionais que devem ser considerados ao se conectar usinas eólicas no Brasil, seja na conexão ao SIN (Sistema Interligado Nacional) através dos Procedimentos de Rede do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) ou para a conexão nas redes de distribuição através do PRODIST da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

No capítulo 4 são detalhadas as metodologias para a realização de estudos para a verificação do cumprimento aos principais requisitos dos Procedimentos de Rede relativos a usinas eólicas utilizando os softwares padrão do sistema elétrico brasileiro (ANAREDE, ANATEM e HarmZs)

No capítulo 5 são realizados estudos de caso através de exemplos desenvolvidos nas ferramentas computacionais indicadas pela ONS para concretizar a metodologia proposta no capítulo anterior.

2 Revisão de Normas Internacionais

Existem diversas normas e regulações que devem ser seguidas por fabricantes de geradores eólicos para a inclusão destes equipamentos na rede elétrica de maneira segura e tecnicamente satisfatória para os operadores de rede e demais agentes do setor. As principais normas de abrangência internacional abordando tais aspectos são publicadas pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineering* (IEEE) e pela *International Electrotechnical Commission* (IEC).

Neste capítulo são apresentadas as duas principais normas publicadas por tais entidades, relativas a conexão elétrica de aerogeradores, sendo a norma IEC 61400-21 focada no projeto dos aerogeradores e a certificação do produto, e a norma IEEE 519 que propõe limites de harmônicos como valores de referência.

2.1 IEC 61400-21

O conjunto de normas IEC 61400 contém as especificações de projeto de aerogeradores e é dividido em diversas partes dependendo das características a serem avaliadas, conforme as denominações das partes a seguir:

- Parte 1: Requisitos de Projeto;
- Parte 2: Pequenos Aerogeradores;
- Parte 3: Aerogeradores Off-Shore;
- Parte 4: Caixas Multiplicadoras;
- Parte 11: Medições de Ruído;
- Parte 12: Medição de Curva de Potência;
- Parte 13: Medição de Cargas Mecânicas;
- Parte 14: Declaração de Nível de Ruído Aparente;
- Parte 21: Qualidade de Energia;
- Parte 22: Testes de Conformidade e Certificação;
- Parte 23: Testes Estruturais de Pás do Rotor;
- Parte 24: Proteções Contra Descargas Atmosféricas;
- Parte 25: Comunicação para Monitoramento e Controle de Usinas Eólicas;
- Parte 26: Definição de Disponibilidade para Aerogeradores;
- Parte 27: Modelos de Simulação Elétrica.

Além das partes mencionadas, a IEC está elaborando outras normas tais como a parte 5 para o projeto de pás do rotor, a parte 6 para requisitos de projetos de torres e fundações, dentre outras.

Dentre as partes listadas anteriormente, as que já foram traduzidas e adaptadas pela NBR para o Brasil são as partes 1, 12 e 21.

Como o foco deste capítulo são os impactos de aerogeradores para a conexão à rede elétrica, a parte da norma que é utilizada para caracterizar o comportamento relativo a estes fenômenos é a IEC 61400-21 – Medição e avaliação das características da qualidade da energia de aerogeradores conectados à rede [8]. Esta norma foi elaborada para ser utilizada por qualquer tipo de aerogerador, porém, sendo limitada a equipamentos conectados em sistemas de média ou alta tensão.

Basicamente, a norma IEC 61400-21 define grandezas a serem medidas, assim como os procedimentos para a realização destas medições e como estes procedimentos são elaborados para serem independentes do local de ensaio.

Assim, os fabricantes utilizam a norma IEC 61400-21 para medir as características dos aerogeradores projetados e o resultado pode ser considerado para todos os aerogeradores que utilizarem a mesma configuração de conexão e modo de operação.

Na prática, para algumas grandezas esta hipótese não é válida por se tratar de valores que inevitavelmente possuem uma influência importante do local onde o projeto está sendo instalado. Um exemplo deste aspecto pode ser constatado por meio das componentes harmônicas de corrente, que podem variar substancialmente dependendo dos valores das componentes harmônicas de tensão pré-existent na rede elétrica na qual os aerogeradores são conectados. A IEC está trabalhando em uma nova revisão visando minimizar esta e outras limitações da norma. Os avanços destes trabalhos foram publicados em [9].

É importante destacar que a norma IEC 61400-21 não define valores-limite de qualidade de energia para a conformidade de determinado equipamento. Estes limites são normalmente definidos por normas locais dependendo das necessidades dos operadores de rede. No caso do Brasil tais limites são definidos pelo ONS para o sistema de transmissão e pela ANEEL para o sistema de distribuição. Tais normas serão tratadas na seção 3.

Portanto, a afirmativa de que um aerogerador está em conformidade com a norma IEC 61400-21 apenas constata que as medições de grandezas de qualidade de

energia realizadas foram feitas de acordo com a norma, podendo as mesmas estarem dentro ou fora dos limites definidos pelo operador do sistema local.

Assim, a norma IEC 61400-21 define os procedimentos para a obtenção de diversos parâmetros elétricos do aerogerador com o objetivo de obter uma certificação do produto. Normalmente as medições são realizadas por uma empresa independente no protótipo do modelo a ser certificado. Os parâmetros avaliados são descritos nos itens a seguir.

2.1.1 Flutuação de Tensão

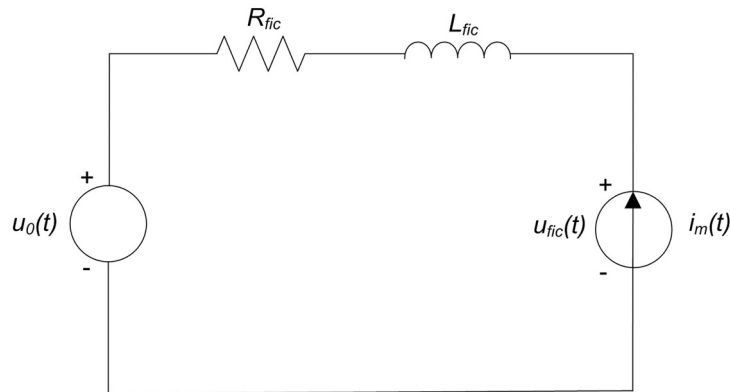
Os valores de flutuação são medidos em condições de operação contínua e em operação de chaveamento (partida em baixa velocidade, partida em velocidade nominal e o pior caso de chaveamento entre geradores quando for o caso de mais de um gerador).

As medições devem ser realizadas de acordo com a norma IEC 61000-4-15 [10]. No processo de medição, as formas de onda instantâneas de tensão e corrente nos terminais dos aerogeradores são adquiridas e, utiliza-se o método da rede fictícia para que o cálculo dos valores de cintilação considere apenas os efeitos provocados pela corrente dos aerogeradores, conforme Figura 2.1.

A rede fictícia utiliza uma fonte de tensão ideal (sem cintilação), uma impedância de rede equivalente (R_{fic} e L_{fic}) e uma fonte de corrente ($i_m(t)$ representando as correntes medidas nos terminais do aerogerador). O método permite o cálculo da tensão fictícia ($u_{fic}(t)$) que é utilizada para a determinação do coeficiente de cintilação luminosa para cada impedância de rede e para cada velocidade de vento.

Mais detalhes sobre a metodologia de medição de cintilação em aerogeradores podem ser encontrados em [11]. A Tabela 2.1 mostra o exemplo de como os valores de flutuação de tensão são apresentados em um certificado de medição de acordo com a IEC 61400-21 [12]. É possível verificar que a medição de coeficiente de cintilação deve ser efetuada para duas condições de operação: contínua e chaveamento, sendo que na condição de chaveamento são realizadas medições para partida do aerogerador em velocidades de vento de arranque (*cut-in*) e velocidade nominal. Além disso, todas as grandezas são representadas para quatro valores de ângulo de impedância da rede fictícia utilizada no cálculo (30° , 50° , 70° e 85°).

Figura 2.1 - Rede fictícia para o cálculo da tensão fictícia.



Fonte: IEC 61400-21, 2008 [8].

Tabela 2.1 - Exemplo de medições de flutuação de tensão de um aerogerador de acordo com a IEC 61400-21.

Operação Contínua:				
Ângulo de fase da impedância da rede, ψ_k	30°	50°	70°	85°
Velocidade média anual de vento, v_a (m/s)	Coeficiente de cintilação $c(\psi_k, v_a)$			
$v_a = 6.0$ m/s	2.6	2.1	1.5	1.1
$v_a = 7.5$ m/s	2.9	2.4	1.7	1.2
$v_a = 8.5$ m/s	3.0	2.5	1.7	1.3
$v_a = 10.0$ m/s	3.2	2.6	1.7	1.4
Operação de chaveamento:				
Caso de operações de chaveamento	Partida na velocidade de vento de arranque (<i>cut-in</i>)			
Número máximo de operações de chaveamento, N_{10}	3			
Número máximo de operações de chaveamento, N_{120}	35			
Ângulo da impedância da rede	30°	50°	70°	85°
Fator degrau de cintilação, $k_f(\psi_k)$	0.04	0.03	0.02	0.02
Fator de variação de tensão, $k_u(\psi_k)$	0.06	0.06	0.06	0.05
Caso de operações de chaveamento	Partida na velocidade de vento nominal			
Número máximo de operações de chaveamento, N_{10}	3			
Número máximo de operações de chaveamento, N_{120}	35			
Ângulo da impedância da rede	30°	50°	70°	85°
Fator degrau de cintilação, $k_f(\psi_k)$	0.07	0.06	0.04	0.03
Fator de variação de tensão, $k_u(\psi_k)$	0.91	0.70	0.41	0.19

Fonte: H. Emanuel, S. Wachtel, M. Schellschmidt e S. Adloff, 2009 [12] (adaptado pelo autor).

2.1.2 Correntes Harmônicas

Os valores das componentes harmônicas, interharmônicas e componentes de alta frequência devem ser medidos e documentados em tabelas considerando a ponderação percentual da corrente nominal (I_n) e para diversos níveis de potência ativa registrados como percentual da potência nominal (P_n).

As correntes harmônicas são agrupadas considerando valores de frequência limitados a 50 vezes a frequência fundamental, ou seja, são registradas as correntes

harmônicas até a ordem 50 e, também, a distorção harmônica total de corrente determinada com este conjunto de harmônicas.

A campanha de medição deve conter no mínimo nove séries temporais de 10 minutos para cada intervalo de 10% de potência ativa (três ensaios nas três fases). Os métodos de agrupamento das componentes devem ser feitos de acordo com a IEC 61000-4-7 [13]. A Tabela 2.2 ilustra o formato da tabela de correntes harmônicas medidas de acordo com a IEC 61400-21 para harmônicas entre as ordens 2 e 15.

Uma tabela similar deve ser apresentada para interharmônicas (múltiplos não-inteiros da frequência nominal) e para componentes de alta frequência (frequências entre 2 kHz e 9 kHz).

Tabela 2.2 – Formato da tabela de correntes harmônicas (2ª ordem até a 15ª ordem) de acordo com a norma IEC 61400-21.

P_{bin} (%)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
H	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)
2											
3											
4											
5											
6											
7											
8											
9											
10											
11											
12											
13											
14											
15											

Fonte: IEC 61400-21, 2008 [8].

2.1.3 Resposta a Afundamentos de Tensão

Este ensaio determina a medição da tensão e da corrente na saída do aerogerador quando submetido a um afundamento de tensão. A norma IEC 61400-21 estabelece os níveis de tensão residual que devem ser utilizados (de 0,9 pu a 0,2 pu) e a duração do evento de subtensão (0,5 ou 0,2 segundos).

A Tabela 2.3 apresenta as especificações dos afundamentos de tensão que devem ser testados para verificar o comportamento dos aerogeradores. Tais ensaios são realizados em redes reais considerando a utilização de um equipamento especial denominado de container de testes, que contém um conjunto de impedâncias em série e em paralelo funcionando como divisor de tensão, permitindo que a tensão da rede não seja afetada pela tensão de falta vista pelo aerogerador em teste.

A Figura 2.2 apresenta uma foto de um exemplo de um container de testes para estas funcionalidades e a Figura 2.3 o gráfico do diagrama unifilar deste equipamento.

Tabela 2.3 – Especificação dos afundamentos de tensão da norma IEC 61400-21.

Caso	Amplitude da tensão fase-fase (fração da tensão imediatamente anterior ao afundamento)	Amplitude da sequência positiva de tensão (fração da tensão imediatamente anterior ao afundamento)	Duração (s)
VD1 – afundamento trifásico simétrico de tensão	$0,90 \pm 0,05$	$0,90 \pm 0,05$	$0,5 \pm 0,02$
VD2 – afundamento trifásico simétrico de tensão	$0,50 \pm 0,05$	$0,50 \pm 0,05$	$0,5 \pm 0,02$
VD3 – afundamento trifásico simétrico de tensão	$0,20 \pm 0,05$	$0,20 \pm 0,05$	$0,2 \pm 0,02$
VD4 – afundamento bifásico de tensão	$0,90 \pm 0,05$	$0,95 \pm 0,05$	$0,5 \pm 0,02$
VD5 – afundamento bifásico de tensão	$0,50 \pm 0,05$	$0,75 \pm 0,05$	$0,5 \pm 0,02$
VD6 – afundamento bifásico de tensão	$0,20 \pm 0,05$	$0,60 \pm 0,05$	$0,2 \pm 0,02$

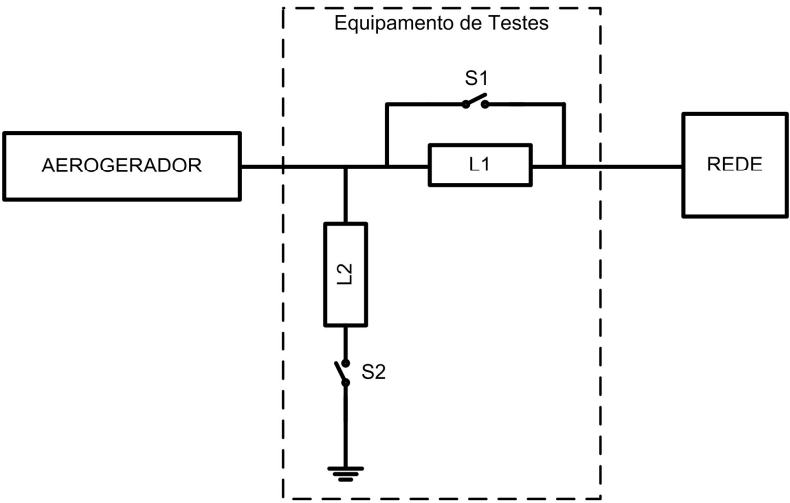
Fonte: IEC 61400-21, 2008 [8].

Figura 2.2 - Foto de um container de testes de afundamentos de tensão.



Fonte: ENERCON.

Figura 2.3 - Diagrama unifilar simplificado de um container de testes de afundamentos de tensão.



Fonte: Autor.

2.1.4 Outros Parâmetros Medidos

Além das medições descritas anteriormente, a norma IEC 61400-21 define a metodologia para a medição de outros parâmetros elétricos que devem ser incluídos no certificado. São realizadas medições de potência ativa, potência reativa, proteções e tempo de religamento.

A potência ativa máxima gerada pelo aerogerador é medida em 600, 60 e 0,2 segundos, sendo também verificada a capacidade do aerogerador de receber comandos externos (*setpoints*) e limitar a potência ativa de saída.

A potência reativa de saída é medida em diversas condições de potência ativa e registrada em uma tabela com os valores máximos de injeção e absorção de potência reativa para cada nível de potência ativa. De forma análoga, a capacidade do aerogerador de receber *setpoints* de potência reativa e se ajustar de acordo com os comandos também é medida.

Para registrar o comportamento das proteções, são verificados os níveis de tensão e frequência de desligamento do aerogerador, assim como os tempos para ocorrer tais desligamentos em eventos de sub/sobre tensão ou sub/sobre frequência.

Além disso, são registrados os tempos de religamento do aerogerador após o desligamento por falha na rede por 10 segundos, 1 minuto e 10 minutos.

2.1.5 Desafios para a próxima revisão da IEC 61400-21

A IEC 61400-21 vem passando por processo de revisão nos últimos anos pela IEC. O grupo de trabalho elencou os avanços e desafios para a elaboração desta nova norma em [9]. Os principais itens envolvidos com as revisões foram:

- Alinhamento com a nova norma IEC 61400-27 (norma de modelos elétricos);
- Inclusão de medidas envolvendo novas características operacionais de aerogeradores, tais como: controle de frequência, controle de tensão e inércia sintética;
- Maior precisão na medição de correntes harmônicas considerando a medição de tensão harmônica e a dependência da impedância da rede em relação à frequência;
- Nova tabela de afundamentos de tensão e procedimentos para medição de eventos de sobretensão;

- Nova definição de testes de proteção incluindo testes como proteção ROCOF (*Rate of Change of frequency*);
- Procedimentos de medição para aerogeradores de pequeno porte.

2.2 IEEE 519

A IEEE 519 foi publicada em 1992 e vem sendo usada desde então como guia estabelecido para a definição de limites de correntes e tensões harmônicas em sistemas elétricos com cargas não-lineares em vários países [14]. O documento foi revisado em 2014 [15] e, apesar de receber a denominação de norma, a IEEE 519 condensa uma série de recomendações que não devem ser consideradas como limites obrigatórios.

Os limites recomendáveis são sempre relativos ao PAC (Ponto de Acoplamento Comum), ou seja, o ponto mais próximo ao usuário onde a concessionária pode fornecer seus serviços a outros usuários. Por exemplo, no caso de um usuário industrial com um transformador dedicado, o PAC é normalmente no lado de alta tensão deste transformador e no caso de usuários comerciais, o PAC fica localizado no lado de baixa tensão do transformador da concessionária.

Uma novidade importante na revisão de 2014 é a adoção dos métodos de medição descritos nas normas IEC 61000-4-7 [13], 61000-4-30 [16] e 61000-4-15 [10].

Outra alteração relevante foi a utilização de componentes estatísticas na avaliação dos limites de harmônicas. Por exemplo, as correntes harmônicas medidas em uma semana com amostragens de 10 minutos e percentil 99% tem um limite maior do que os valores de percentil 95%. Com esta interpretação tornou-se possível a avaliação de harmônicas com características de curta duração e sazonais.

Nas recomendações da IEEE 519 as limitações de corrente são de responsabilidade do usuário final, ou seja, da carga, enquanto as limitações de tensão são de responsabilidade da concessionária, ou seja, da rede.

Na prática esta interpretação pode ser discutível visto que as distorções harmônicas podem ser resultado das correntes harmônicas injetadas e das impedâncias harmônicas da rede [17].

No caso de usinas eólicas, para seguir as recomendações da IEEE 519, devem ser medidas as correntes harmônicas no PAC para cada ordem harmônica (h) e comparadas com a Tabela 2.4 dependendo do nível de tensão do PAC. Os valores levam em consideração a relação entre a corrente de curto circuito (I_{sc}) e a corrente de

carga (IL). Quanto mais significativo for o valor da corrente de carga com relação à corrente de curto circuito, menor é o limite permitido para a distorção harmônica

As medições devem ser divididas em valores diários de curtíssima duração considerando janelas a cada 3 segundos e valores semanais de curta duração considerando janelas a cada 10 minutos.

Estes conjuntos podem ser comparados com os valores limites indicados na Tabela 2.4, considerando fatores de ponderação. Assim, por exemplo:

- 99^{esimo} percentil diário das correntes harmônicas de curtíssima duração (3 segundos) deve ser menor do que 2 vezes o valor da Tabela 2.4;
- 99^{esimo} percentil semanal das correntes harmônicas de curta duração (10 minutos) deve ser menor do que 1,5 vezes o valor da Tabela 2.4;
- 95^{esimo} percentil semanal das correntes harmônicas de curta duração (10 minutos) deve ser menor do que o valor da Tabela 2.4.

Tabela 2.4 – Limites de distorção harmônica de corrente recomendados pela norma IEEE 519 – 2014.

120V a 69 kV						
Isc/IL	3<h<11	11<=h<17	17<=h<23	23<=h<35	35<=h<50	TDD
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

69 kV a 161 kV						
Isc/IL	3<h<11	11<=h<17	17<=h<23	23<=h<35	35<=h<50	TDD
<20	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20<50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50<100	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
100<1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
>1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0

> 161 kV						
Isc/IL	3<h<11	11<=h<17	17<=h<23	23<=h<35	35<=h<50	TDD
<25	1.0	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
25<50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
>=50	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Fonte: IEEE 519, 2014 [15].

2.3 Conclusões do Capítulo

Este capítulo descreveu as duas principais normas internacionais utilizadas como referência ao se avaliar temas relacionados a qualidade de energia em usinas eólicas.

A norma IEC 61400-21 contém metodologias de testes de diversas grandezas elétricas que são utilizadas pelos fabricantes como guia de projeto para certificação de tipo de um aerogerador. Destacam-se algumas metodologias que são específicas da tecnologia eólica, tal como a medição de resposta a afundamentos de tensão, que exige a instalação de um equipamento auxiliar para a geração de um distúrbio de tensão de maneira segura para a rede, e a medição de correntes harmônicas que devem ser realizadas para diversas condições de operação do aerogerador.

Além disso, foram listados os pontos principais que irão fazer parte da próxima revisão da norma, destacando-se a medição de mais parâmetros durante a medição de correntes harmônicas com o objetivo de melhor avaliar o tema de responsabilidades.

A norma IEEE 519 tem o diferencial de propor limites de correntes e tensões harmônicas para serem usados por operadores de rede como referência.

Esta norma foi revisada recentemente e agora considera tratamento estatístico para a avaliação dos dados de correntes harmônicas além de fazer referência às principais normas de qualidade de energia da IEC.

As principais limitações de tais normas internacionais estão relacionadas a sua utilização como definição de limites a serem cumpridos, principalmente no caso de harmônicos.

A norma IEC 61400-21 não define limites a serem cumpridos, ou seja, o fato de cumprir com a norma significa somente que um determinado aerogerador realizou medições de acordo com o procedimento definido na norma, independentemente do resultado final das medições. Além disso, a norma ignora o fato de que medições de correntes harmônicas de aerogeradores de grande porte podem ser influenciadas por distorções pré-existentes na rede em que estes equipamentos estão conectados.

No caso da norma IEEE 519, sua principal aplicação prática está fundamentada na recomendação de limites de distorção, porém, a sua aplicabilidade acaba sendo limitada pelo fato de que a maior parte dos sistemas elétricos, sejam de distribuição ou transmissão, possui sua própria tabela de limites de distorção considerada como sendo aceitável. Em resumo, é tecnicamente complexo definir uma tabela com limites de

distorção harmônica máxima que possa ser aplicável para qualquer sistema, então, a proposta da norma IEEE 519 acaba tendo pouco efeito prático. Por outro lado, alguns sistemas elétricos referenciam os limites recomendados na norma IEEE 519 em suas regras de conexão, porém, questiona-se se nestes sistemas houve uma avaliação técnica para definir que tais limites de harmônicas são aplicáveis ou se apenas usaram esta referência na falta de haver outra norma semelhante.

3 Revisão de Normas Nacionais - Códigos de Rede

O setor elétrico brasileiro possui diversos agentes, ou seja, entidades públicas e privadas que utilizam o sistema elétrico, tais como, transmissoras, distribuidoras, consumidores, geradores e comercializadoras de energia. Basicamente, no Brasil existem duas normativas principais que devem ser respeitadas por todos estes agentes do setor elétrico, o PRODIST [18] e os Procedimentos de Rede [19]. O PRODIST é válido para sistemas de distribuição e os Procedimentos de Rede são válidos para os sistemas de transmissão.

3.1 Aerogerador versus Ponto de Acoplamento Comum (PAC)

Ao avaliar os efeitos da conexão de uma usina eólica na integração à rede é importante definir qual é o ponto onde se deve avaliar as características elétricas da usina. Normalmente os fabricantes de aerogeradores garantem suas características elétricas principais nos terminais do equipamento, mais especificamente no lado de baixa tensão do transformador unitário (400 V, 630 V ou 690 V, a depender do modelo). Ao se inserir os equipamentos restantes de infraestrutura elétrica (transformadores, rede de média tensão, linha de transmissão) entre cada aerogerador e o PAC, é necessário avaliar o impacto que tais elementos têm no comportamento da usina eólica, para avaliar se, de fato, a usina eólica cumpre com os requisitos de rede no PAC. Como exemplo de tais equipamentos que compõem a infraestrutura elétrica de um parque eólico, apresenta-se na Figura 3.1 um transformador e uma chave seccionadora de 34,5 kV instalados dentro da torre de um aerogerador, na Figura 3.2 um poste de rede de 34,5 kV utilizado para conectar os aerogeradores à subestação do parque eólico, na Figura 3.3 um trecho de rede de 34,5 kV utilizando cabos subterrâneos e na Figura 3.4 uma subestação e um linha de transmissão de 110 kV utilizada para o escoamento da energia gerada pelo parque eólico para o sistema de transmissão (PAC).

Um exemplo comum em tal avaliação é a análise da capacidade de potência reativa da usina eólica (diagrama PQ). No caso de operação com vento nulo ($P=0$) mesmo que cada aerogerador esteja ajustado para operar sem injetar ou absorver potência reativa (Q) em seus terminais, será medido certo valor de $Q>0$ por causa do efeito dos elementos passivos do sistema visto que os cabos da rede de média tensão e linhas de transmissão possuem um comportamento capacitivo quando estão operando

em vazio. O contrário ($Q < 0$) acontece para o caso de operação a plena carga ($P = P_{\text{nominal}}$) por causa do efeito indutivo dos transformadores do sistema (transformador individual do aerogerador e da subestação). Em resumo, o diagrama PQ da usina eólica pode ser bem diferente do diagrama PQ de cada aerogerador.

Outro aspecto que requer atenção é a definição dos ajustes de proteção de tensão da subestação e do aerogeradores. Cada aerogerador possui proteções configuráveis por software que permitem o ajuste de limites de operação e temporizações. Entretanto, o nível de tensão medido nos terminais de cada aerogerador não é o mesmo no nível medido no PAC. Sendo assim, para o ONS torna-se importante definir exatamente onde é o ponto de referência para os requisitos de proteção, para que, desta forma, o dono da usina eólica possa coordenar os valores nos aerogeradores em consonância com os valores ajustados na subestação.

Figura 3.1 – Transformador e chave seccionadora instalados dentro da torre de um aerogerador.



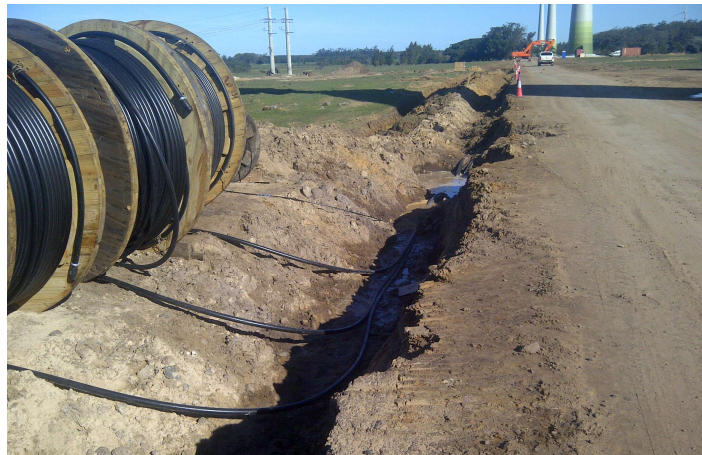
Fonte: ENERCON.

Figura 3.2 – Rede de média tensão aérea de 34,5 kV dentro de uma usina eólica.



Fonte: ENERCON.

Figura 3.3 - Instalação de rede de média tensão subterrânea de 34,5 kV dentro de uma usina eólica.



Fonte: ENERCON.

Figura 3.4 – Subestação e linha de transmissão de 110 kV em usina eólica na Alemanha.



Fonte: ENERCON.

3.2 Códigos de Rede – Sistema de Transmissão

Para as usinas eólicas conectados ao SIN (Sistema Interligado Nacional), com o PAC localizado em subestações de transmissão (normalmente acima de 69 kV), devem ser respeitadas as regras de conexão impostas pelos Procedimentos de Rede, mais especificamente o Submódulo 3.6 [19] que descreve todas as funcionalidades técnicas que deve possuir uma usina eólica ao se conectar ao SIN e o Submódulo 2.8 [20], no caso de limites de qualidade de energia.

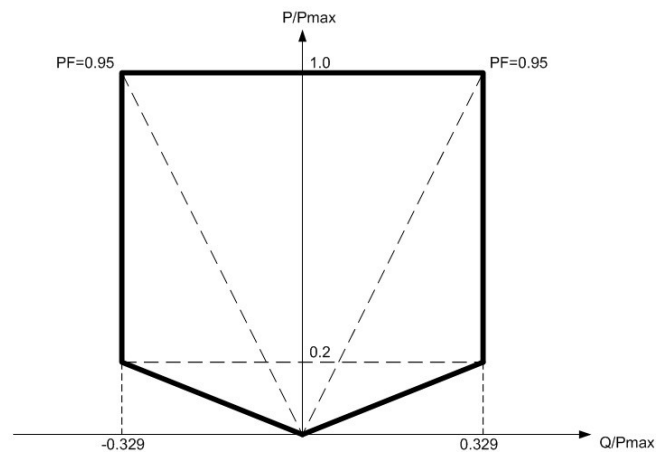
Conforme o Submódulo 3.6, os principais requisitos mínimos que as usinas eólicas devem cumprir são: capacidade de potência reativa, controle de tensão, inércia sintética, controle de potência ativa em relação à frequência e suportabilidade a subtensões e sobretensões.

3.2.1 Capacidade de Potência Reativa

As usinas eólicas devem ser capazes fornecer ou absorver potência reativa no ponto de conexão de acordo com o diagrama mostrado na Figura 3.5. Assim, o parque eólico deve ser capaz de operar em qualquer ponto dentro do diagrama PQ fornecendo ou absorvendo qualquer valor de potência reativa entre 0,329 pu indutivos a 0,329 pu capacitivos quando sua potência ativa for maior que 0,2 pu.

Além disso o parque eólico deve garantir que não haja injeção de potência reativa no PAC devido ao efeito capacitivo de cabos e linhas de transmissão quando não houver geração de potência ativa (vento nulo).

Figura 3.5 - Requisito mínimo de geração/absorção de potência reativa no PAC da central geradora eólica.



Fonte: ONS, 2016 [19].

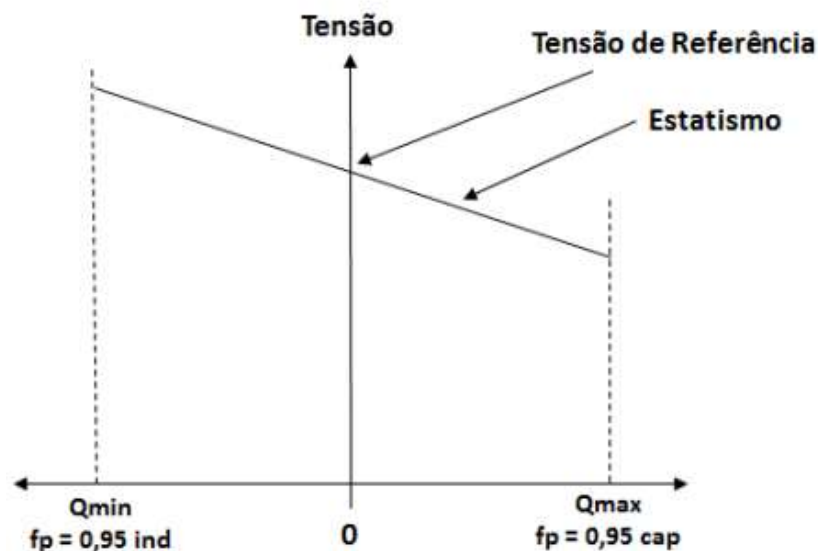
No caso de tal capacidade de potência reativa estar disponível apenas com os equipamentos de eletrônica de potência dos aerogeradores, este requisito permite que o ONS tenha disponível uma grande capacidade de potência reativa na rede elétrica permitindo o seu uso de maneira dinâmica similar a equipamentos FACTS. Por outro lado, no caso da utilização de aerogeradores com capacidade de potência reativa limitadas, o empreendedor deverá investir em equipamentos passivos de compensação de potência reativa (capacitores e/ou reatores) aumentando o investimento inicial dos projetos.

3.2.2 Controle de Tensão

A capacidade de potência reativa da usina eólica descrita na seção 3.2.1 deve estar disponível para que a usina eólica contribua com o controle de tensão da região onde está conectada. Este controle de tensão deve ser solicitado pelo centro de operações do ONS. Para isso, no Submódulo 3.6, existe um requisito que exige que as usinas eólicas sejam capazes de realizar um dos três tipos de controle: tensão, potência reativa ou fator de potência. As três opções devem estar disponíveis, porém o modo de controle de tensão deve ser o modo preferencial, com uma curva característica conforme Figura 3.6 que representa um controle denominado *voltage droop*. O controle de tensão *voltage droop* deve ser realizado de maneira indireta, controlando-se a contribuição de potência reativa (Q) do parque eólico em relação a variação de tensão (ΔU) medida no PAC. A relação entre Q e ΔU deve ser linear sendo que o estatismo desta curva será definido pelo ONS para cada projeto dependendo da rede onde este será conectado e a tensão de referência deve ser ajustável remotamente.

O controle deve ser implementado de maneira centralizada medindo as características do ponto de referência (tensão e corrente) e enviando comandos externos de potência reativa para os aerogeradores caracterizando um controle de malha fechada.

Figura 3.6 - Perfil do controle de tensão (*voltage droop*) da central geradora eólica.



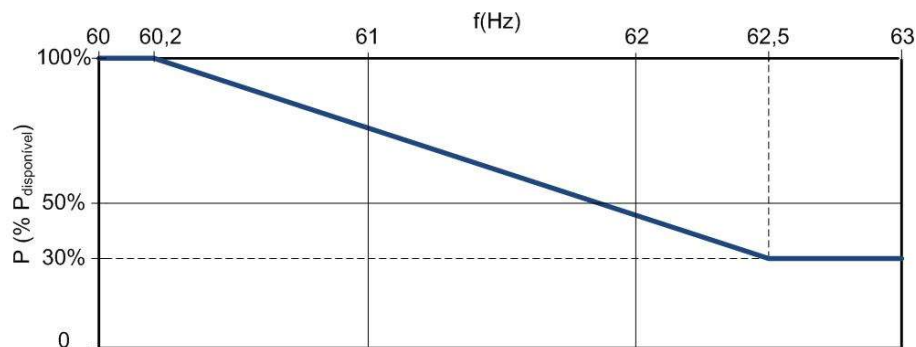
Fonte: ONS, 2016 [19].

3.2.3 Inércia Sintética e Controle Potência versus Frequência

Além de contribuir para o controle de tensão, as usinas eólicas devem também contribuir para o controle de frequência da rede. Para isso, faz-se necessário a implementação de um controle de potência ativa em função da frequência ($P(f)$). Para o caso de eventos de sobrefrequência este controle é relativamente simples, efetua-se a limitação da potência ativa gerada pelos aerogeradores proporcionalmente ao aumento da frequência na rede.

O Submódulo 3.6 determina que os aerogeradores devem ser capazes de reduzir sua potência ativa automaticamente para eventos de sobrefrequência, de acordo com o diagrama da Figura 3.7. Por exemplo, tomando um aerogerador operando com potência ativa de 1 MW, caso algum evento na rede cause uma elevação na frequência de 60 Hz para 62,5 Hz, a potência deste aerogerador deve ser limitada a 300 kW (30 % de P_n).

Figura 3.7 - Requisito de controle de potência em função da frequência para eventos de sobrefrequência.



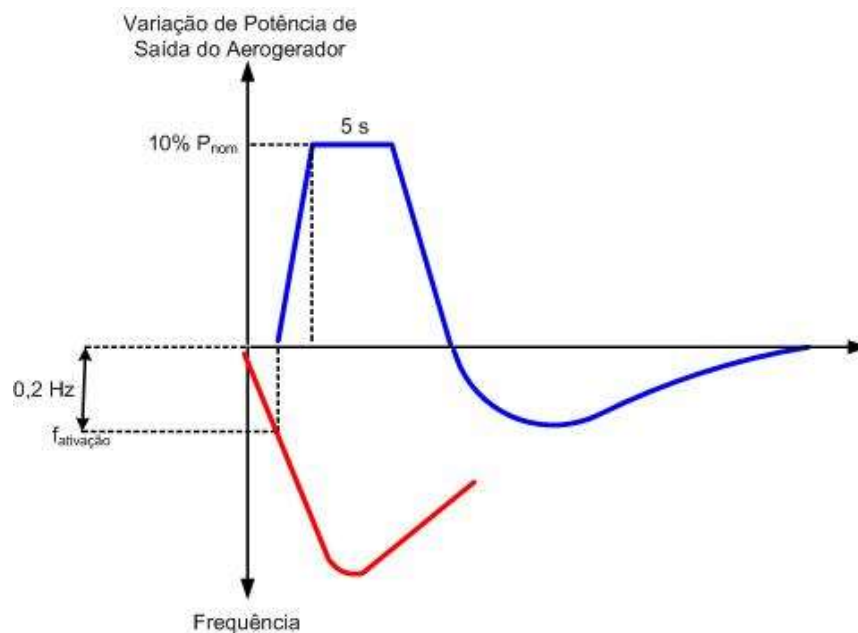
Fonte: ONS, 2016 [19].

Já no caso de subfrequência a dificuldade técnica está na característica inerente da fonte eólica, ou seja, não é possível aumentar a potência do vento. Neste caso, existem duas opções de operação possíveis. A primeira é a utilização do mesmo controle $P(f)$. Porém, com o aerogerador operando sempre com potência ativa limitada, de forma a ter disponível uma reserva de potência ativa que pode ser utilizada a qualquer momento para incrementar a potência ativa quando a frequência na rede é reduzida. No entanto, esta solução não é muito adotada por razões econômicas, visto que a usina eólica desperdiçaria a energia do vento que estaria sendo reservada para o controle.

A outra solução disponível em alguns aerogeradores é a função denominada inércia sintética ou emulação de inércia (*Inertia Emulation*). Este controle permite ao aerogerador um incremento temporário de potência ativa acima do montante de potência disponível no vento. A energia utilizada neste aumento temporário de potência é retirada da massa rotante do aerogerador (gerador, eixo e pás), causando uma redução na velocidade de rotação do gerador e, conseqüentemente, redução de potência ativa no período pós-resposta inercial.

De acordo com o Submódulo 3.6 os aerogeradores devem possuir uma ferramenta de controle que forneça potência ativa adicional (de até 10% de P_n por 5 segundos) em eventos de subfrequência, conforme mostra a Figura 3.8.

Figura 3.8 - Requisito de inercia sintética para os aerogeradores. Em azul: Curva de potência ativa em relação à potência disponível antes do distúrbio de frequência. Em vermelho: variação da frequência nos terminais do aerogerador.



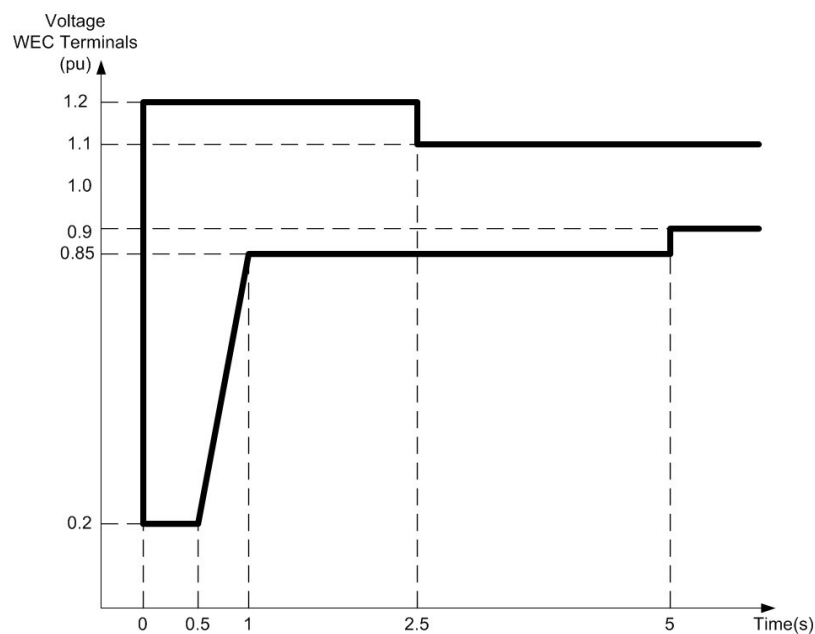
Fonte: ONS, 2016 [19].

Os dois controles (resposta a sobrefrequência e subfrequência) permitem que os aerogeradores participem do controle de frequência (mesmo que de maneira limitada) aproximando o comportamento dos parques eólicos ao comportamento de geradores síncronos convencionais. Para os empreendedores a implementação de tais controles em futuros projetos não apresenta um alto investimento, visto que os controles apresentados já estão disponíveis na maior parte dos aerogeradores modernos. Por outro lado, a adequação de parques já instalados pode ser inviável em função dos aerogeradores empregarem tecnologias de gerações anteriores.

3.2.4 Suportabilidade a subtensões e sobretensões (*Fault Ride Through*)

Os aerogeradores devem ter a capacidade de se manter funcionando durante uma falta elétrica na rede, de acordo com o diagrama de comportamento de tensão apresentado na Figura 3.9. Importante ressaltar que os aerogeradores devem permanecer em funcionamento tanto para subtensões quanto para sobretensões. Por exemplo, no caso de ocorrer uma falta na rede que implique em uma tensão residual de 0,2 pu nos terminais do aerogerador por até 0,5 segundos o equipamento deve se manter conectado de maneira que o comportamento de injeção de corrente pré-falta seja restabelecido imediatamente após o fim da ocorrência na rede.

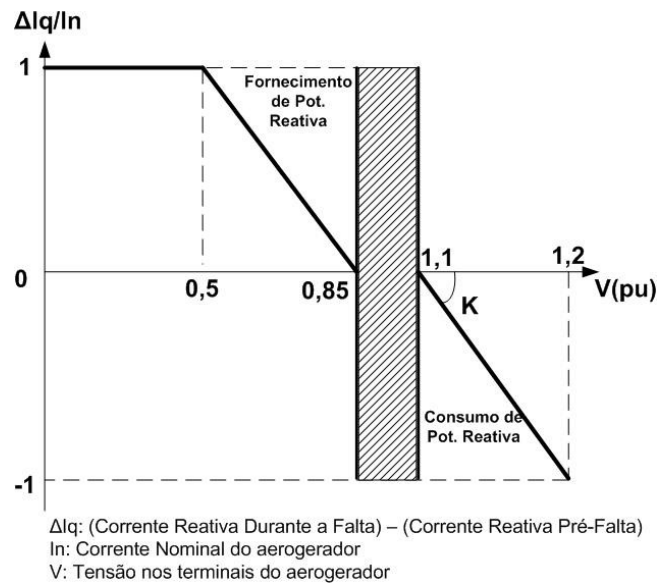
Figura 3.9 - Requisito de suportabilidade a tensões de falta nos terminais do aerogerador.



Fonte: ONS, 2016 [19].

Além disso, os aerogeradores devem ser capazes de auxiliar com a injeção ou a absorção de corrente reativa para contribuir com a recuperação da tensão durante a falta. A quantidade de corrente reativa a ser injetada ou absorvida deve ser proporcional a tensão residual durante a falta na rede seguindo o fator K, como mostra a Figura 3.10. O fator K é definido pelo ONS e pode apresentar taxas diferentes para subtensão e para sobretensão.

Figura 3.10 - Requisito para injeção de corrente reativa durante falta na rede.



Fonte: ONS, 2016 [19].

O aprimoramento do requisito de FRT permite ao ONS que parques eólicos participem de maneira ativa no caso de eventos de falta na rede auxiliando o restabelecimento da rede com uma capacidade de potência reativa que está disponível e pode ser ativada de maneira rápida através dos equipamentos de eletrônica de potência dos aerogeradores.

3.2.5 Qualidade de Energia

O Submódulo 2.8 especifica os valores de referência dos indicadores de qualidade de energia da rede básica, para as seguintes grandezas:

- Continuidade de Serviço;
- Frequência;
- Tensão em Regime Permanente;
- Flutuação de Tensão;
- Desequilíbrio de Tensão;
- Variação de Tensão de Curta Duração.

Para as usinas eólicas os indicadores de distorção harmônica são os mais relevantes. A Tabela 3.1 indica os limites de distorção de tensão harmônica individuais (DTHI) definidos no Submódulo 2.8.

Tabela 3.1 - Limites de distorção de tensão harmônica individuais (DTHI) para instalações do SIN.

13,8 kV ≤ V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
DTHI, h ímpar		DTHI, h par		DTHI, h ímpar		DTHI, h par	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3 a 25	1,5%			3 a 25	0,6%		
		todos	0,6%			todos	0,3%
≥27	0,7%			≥27	0,4%		
DTHTS95% = 3%				DTHTS95% = 1,5%			

Fonte: ONS, 2016 [20].

A avaliação das instalações em relação aos limites de distorção harmônica é realizada através de medições em campo. Ao serem constatadas violações, o agente deve tomar as medidas necessárias para a correção do problema, regularmente através da solução baseada na instalação de filtros (ativos ou passivos). A opção mais utilizada são os filtros passivos no PAC, porém esta opção deve ser aplicada considerando o impacto no controle de reativos das instalações.

Além disso, no caso de equipamentos como os aerogeradores, os quais possuem um comportamento não linear, os limites de distorção harmônica são avaliados antes da entrada em operação através de estudos específicos. As avaliações utilizam o método do lugar geométrico na representação da rede externa ao parque eólico combinadas com os valores de corrente harmônica de um aerogerador medidas de acordo com a norma IEC 61400-21 para calcular a tensão harmônica no PAC [7]. Quando as violações de harmônicos são observadas nestes estudos, porém, não são observadas em medições em campo, o ONS pode, mesmo assim, solicitar mandatoriamente a instalação de filtros visto que os estudos abrangem possíveis situações futuras de rede.

Esta abordagem conservativa do ONS causa discussões importantes sobre a real necessidade destes equipamentos, principalmente pelo impacto financeiro que causa para os desenvolvedores de projetos eólicos.

Em resumo, a metodologia de estudos de harmônicos apresenta uma maior complexidade pela própria natureza do fenômeno e pela postura mais conservadora do ONS em relação a distúrbios harmônicos.

A principal limitação da metodologia é considerar que as correntes harmônicas medidas nos terminais dos aerogeradores são devidas somente ao aerogerador, desconsiderando o efeito de harmônicos pré-existent na rede (harmônicos de *background*).

Além disso, a utilização de diversos cenários de rede para o cálculo do diagrama de impedâncias pode conduzir a instalação de filtros harmônicos para corrigir distorções harmônicas de tensão que possuem probabilidades mínimas de acontecer na prática.

Neste contexto, mesmo que os aerogeradores modernos (DFIG e *Full-Converter*) tenham uma emissão de correntes harmônicas individuais baixas, por possuírem conversores de última geração e filtros harmônicos internos, as simulações podem prever altos valores de tensão harmônicas no PAC, o que pode gerar duas discussões:

a) Os valores de distorção de tensão serão realmente verificados na prática?

b) Sendo verificadas tais distorções, qual parte das violações deve ser, de fato, atribuída aos aerogeradores e qual parte deve ser atribuída à rede na qual se está conectando a usina?

Enquanto não se encontram respostas satisfatórias para tais questões, as usinas eólicas vêm sendo consideradas responsáveis por tais distorções e conduzidas a instalar equipamentos de correção (filtros harmônicos) para garantir a sua operação.

3.3 Códigos de Rede – Sistema de Distribuição

Os PRODIST [18] são documentos elaborados pela ANEEL com a finalidade de normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Em relação aos requisitos técnicos que devem ser cumpridos por geradores de energia ao se conectarem à rede de distribuição destacam-se os módulos 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição [21] e o Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica [22]. É importante ressaltar que o módulo 8 também trata da qualidade do serviço de fornecimento de energia, porém, esta parte da norma não foi considerada por não ser o foco deste trabalho.

No caso específico de geradores de energia renovável com potência instalada de até 75 kW (microgeração) ou de até 5 MW (minigeração), conectados à rede de distribuição através de unidades de consumo, definidos nas resoluções normativas 482/2012 [23] e 687/2015 [24] da ANEEL, a seção 3.7 do módulo 3 estabelece os requisitos mínimos para estes projetos em função da potência instalada, como pode ser visualizado na Tabela 3.2. Dentre os requisitos destaca-se a necessidade de medidores bidirecionais para geradores menores do que 75 kW e medidores de quatro quadrantes para geradores com potência maior do que 75 kW. Apenas em casos de geradores de

maior porte será realizada a diferenciação entre energia reativa consumida e gerada tornando possível a contabilização da sua participação em controle de tensão e em uma eventual remuneração pelo uso de tal serviço no futuro. Além disso, também é possível observar que minigeradores com maior potência instalada têm requisitos mais rigorosos em relação a instalações de proteção, tais como, proteção contra desbalanço de tensão e desequilíbrio de corrente.

Tabela 3.2 - Requisitos mínimos para geração distribuída em função da potência.

Equipamento	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Medição	Sistema Bidirecional	Medidor de 4 quadrantes	Medidor de 4 quadrantes

Fonte: ANEEL, 2016 [21].

No módulo 8 do PRODIST são especificados limites aceitáveis de qualidade do produto no regime permanente e transitório. Desta forma, os valores limites de referência são definidos para as seguintes grandezas:

- Tensão em Regime Permanente;
- Fator de Potência;
- Harmônicas;
- Desequilíbrio de Tensão;
- Flutuação de Tensão;
- Variações de Tensão de Curta Duração;
- Variação de Frequência.

Especificamente, para o caso das usinas eólicas o PRODIST será relevante sempre que o PAC da usina for um ponto da rede de distribuição. Neste caso, os itens de maior atenção para a usina eólica são o fator de potência, as harmônicas e a flutuação de tensão, devido a tais fatores possuírem maior dependência em relação a operação dos aerogeradores.

O texto do Modulo 8 é focado na conexão de cargas ao sistema de distribuição e determina que estas não devem causar distúrbios no sistema. Sendo assim, algumas distribuidoras publicam normas técnicas específicas que devem ser atendidas pelos micro e mini geradores.

Um exemplo deste atendimento é o requisito do fator de potência. O Módulo 8 do PRODIST estabelece que o fator de potência no ponto de conexão das unidades consumidoras deve estar entre 0,92 capacitivo e 0,92 indutivo.

A COSERN [25], COELBA [26] e CELPE [27] dividem os sistemas de geração distribuída em três subcategorias dependendo da potência instalada:

- Sistemas com potência menor ou igual a 3 kW – fator de potência unitário com tolerância entre 0,98 capacitivo e 0,98 indutivo;
- Sistemas com potência entre 3 kW e 6 kW – fator de potência ajustável entre 0,95 capacitivo e 0,95 indutivo;
- Sistemas com potência maiores que 6 kW – fator de potência ajustável entre 0,9 capacitivo e 0,9 indutivo.

A CEMIG [28] exige que os geradores devem ser dimensionados para suportar condições de operação de fatores de potência entre 0,9 capacitivo e 0,95 indutivo.

Assim, dentre os exemplos citados, a COSERN, COELBA e a CELPE já consideram os geradores distribuídos como elementos ativos do sistema, ou seja, para potências maiores do que 3kW os inversores devem ser capazes de ajustar o fator de potência quando solicitados pela distribuidora. Diferentemente do que é previsto no PRODIST e pela CEMIG, em que os inversores podem manter o fator de potência próximo do valor unitário durante sua operação. Entretanto, a remuneração por tal uso de potência reativa ainda não foi considerada em nenhuma regulamentação vigente.

Para harmônicas, as usinas eólicas devem cumprir os mesmos requisitos válidos para qualquer carga a ser instalada na distribuição. A Tabela 3.3 apresenta os limites de tensão harmônicas que devem ser respeitados na rede de distribuição, sendo que os limites são divididos por grupos de nível de tensão, ou seja, ao se conectar um projeto

em um barramento com níveis de tensão mais altos os limites admissíveis são mais rígidos do que em um barramento com tensões mais baixas.

Tabela 3.3 – Limites de distorção harmônica de tensão harmônica total e individual (PRODIST).

Tensão nominal do Barramento		Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) [%]			
$V_N \leq 1kV$		10			
$1kV < V_N \leq 13,8kV$		8			
$13,8kV < V_N \leq 69kV$		6			
$69kV < V_N < 230kV$		3			

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]				
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n \leq 13,8 \text{ kV}$	$13,8 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$	
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6	4,5	2,5
	7	6,5	5	4	2
	11	4,5	3,5	3	1,5
	13	4	3	2,5	1,5
	17	2,5	2	1,5	1
	19	2	1,5	1,5	1
	23	2	1,5	1,5	1
	25	2	1,5	1,5	1
	>25	1,5	1	1	0,5
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5	5	4	2
	9	2	1,5	1,5	1
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
	>21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	6	1	0,5	0,5	0,5
	8	1	0,5	0,5	0,5
	10	1	0,5	0,5	0,5
	12	1	0,5	0,5	0,5
	>12	1	0,5	0,5	0,5

Fonte: ANEEL, 2016 [22].

3.4 Conclusões do Capítulo

Este capítulo abordou e efetuou discussões sobre os dois conjuntos de regulamentações nacionais que devem ser consideradas por qualquer usina eólica ao se conectar à rede elétrica no Brasil, sendo os Procedimentos de Rede utilizados no caso de conexão à rede de transmissão e o PRODIST utilizado para a conexão em redes de distribuição.

Dentro dos Procedimentos de Rede destaca-se o capítulo 8 do Submódulo 3.6, revisado em dezembro de 2016, que contém requisitos específicos para a fonte eólica, sendo parte dos requisitos válidos para cada aerogerador, e outra parte dos requisitos válidos para a usina eólica. Esta diferenciação é importante, pois as grandezas elétricas medidas nos terminais de um aerogerador podem apresentar diferenças relevantes dos valores medidos no PAC da usina eólica devido aos efeitos das instalações de média tensão da usina eólica.

Os principais requisitos relativos aos aerogeradores são a resposta a distúrbios de tensão com injeção de reativos durante falta e a contribuição para controle de frequência, inclusive em eventos de subfrequência com a utilização do controle denominado inércia sintética.

Os principais requisitos relativos ao PAC são a capacidade de potência reativa e o controle de tensão centralizado com a opção de *voltage droop*, além dos limites de harmônicos de tensão que devem ser respeitados pela usina eólica.

No caso da conexão das usinas eólicas na rede de distribuição os requisitos listados no PRODIST consideram os aerogeradores como um elemento passivo ao sistema, apresentando limites de fator de potência que as usinas eólicas não podem violar, sendo contabilizado um comportamento similar ao de uma carga.

Por outro lado, na rede de distribuição, existem algumas exceções de distribuidoras que possuem regulamentação própria complementar ao PRODIST, exigindo em certos casos que as usinas eólicas tenham a capacidade de contribuir com potência reativa de maneira ativa no sistema.

Por fim, constata-se que há diversas regulamentações e aspectos operacionais que devem ser verificados e atendidos, para permitir a conexão de usinas eólicas à rede. Desta forma, o estabelecimento de uma metodologia de orientação para realização das verificações do cumprimento aos Procedimentos de Rede consistiria de uma ferramenta bastante útil, sendo este o objeto de discussão do próximo capítulo.

4 Procedimentos de Rede: Metodologia de Conformidade aos Requisitos

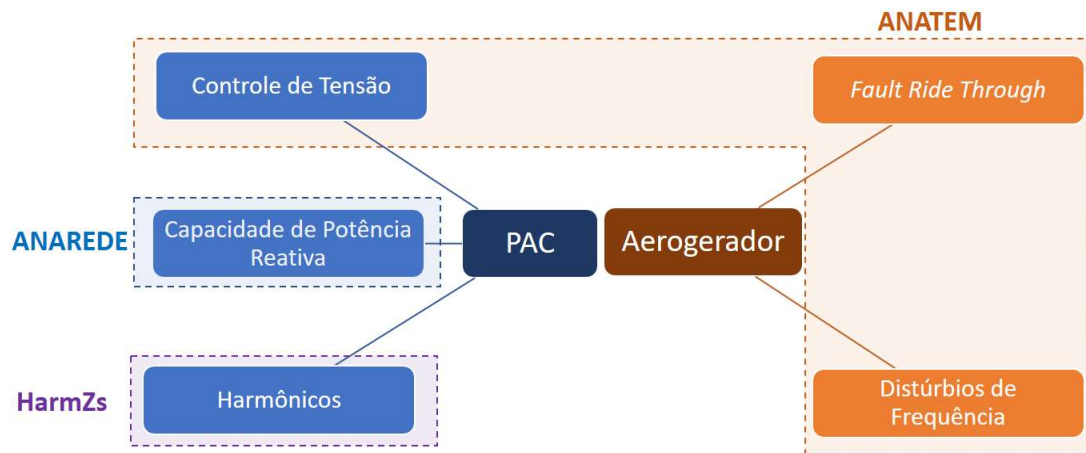
Conforme descrito no item 3.2, o Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede possui um capítulo específico com os requisitos mínimos para a conexão de usinas eólicas e fotovoltaicas ao SIN.

Este documento foi revisado em dezembro de 2016 apresentando modificações significativas em relação a sua versão anterior, sendo os requisitos de capacidade de potência reativa, controle de tensão, suportabilidade a subtensões e sobretensões, resposta a distúrbios de frequência e qualidade de energia os mais relevantes.

Além disso, o ONS define no Submódulo 18.2 [29] as ferramentas computacionais que devem ser utilizadas para os diferentes estudos elétricos. Sendo assim, com as ferramentas adequadas de simulação e as respectivas informações do projeto é possível verificar se uma determinada usina eólica cumpre com tais requisitos mínimos através de simulações efetuadas considerando as ferramentas computacionais específicas requeridas. Resultados de estudos baseados em simulações computacionais não fundamentadas nas ferramentas delimitadas em [29] não são consideradas válidas para as finalidades de verificação do cumprimento aos Procedimentos de Rede. A Figura 4.1 resume os requisitos técnicos que serão verificados com a metodologia proposta no trabalho, relacionando com as respectivas ferramentas computacionais que devem ser utilizadas e o ponto de referência onde cada simulação deve ser realizada (PAC ou Aerogerador).

Assim, neste capítulo são apresentadas propostas de metodologias para realização de cada uma das verificações requeridas, trazendo aspectos relacionados com os dados da usina necessários, casos a serem explorados e índices de mérito requeridos. Adicionalmente, o próximo capítulo apresenta a concretização da metodologia por meio de estudos de casos exemplos desenvolvidos nas ferramentas computacionais indicadas pela ONS.

Figura 4.1 – Diagrama esquemático com os requisitos técnicos com seus respectivos pontos de referência e as ferramentas utilizadas para a implementação da metodologia de verificação.



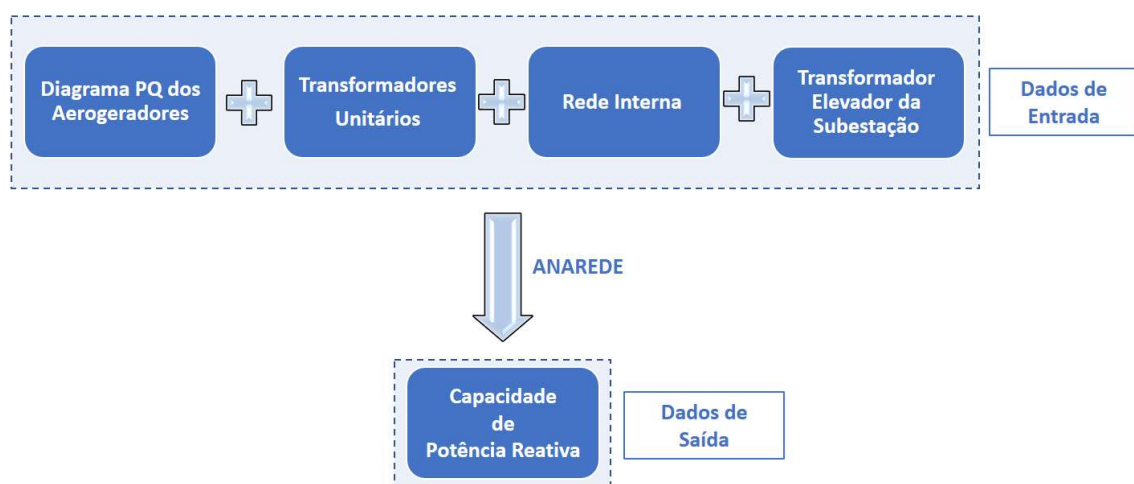
Fonte: Autor.

4.1 Capacidade de Potência Reativa

O requisito de capacidade de potência reativa consiste em um diagrama de formato pentagonal (diagrama PQ) que descreve para cada valor de potência ativa (P) o respectivo alcance de potência reativa (Q) que uma usina eólica deve ser capaz de proporcionar ao sistema, absorvendo ou injetando corrente reativa, no PAC. Este diagrama é apresentado na Figura 3.5.

A Figura 4.2 representa de forma esquemática o processo proposto para a verificação do requisito de capacidade de potência reativa do parque eólico no PAC.

Figura 4.2 – Diagrama com o processo para o cálculo da capacidade de potência reativa no PAC.



Fonte: Autor.

Assim, para verificar se determinado parque eólico possui a capacidade requerida, é necessário reunir os seguintes dados da usina eólica:

- Diagrama PQ dos aerogeradores: capacidade nominal de potência ativa e reativa do modelo de aerogerador utilizado, que normalmente são fornecidos pelo fabricante do equipamento referente aos terminais de baixa tensão do aerogerador;
- Transformadores unitários: impedâncias dos transformadores elevadores de cada aerogerador;
- Rede interna da usina eólica: impedâncias dos cabos que conectam cada aerogerador ao PAC;
- Transformador elevador da subestação: impedância do transformador elevador do PAC.

As informações do parque eólico devem ser utilizadas para implementar o modelo no software de fluxo de potência ANAREDE, sendo cada aerogerador representado por uma barra PQ e o PAC representado por uma barra de infinita (barra de referência).

Após incluir todos os dados dos equipamentos no modelo, devem ser simulados diversos casos de fluxo de potência com o objetivo de desenhar a capacidade máxima de injeção e absorção de potência reativa da usina eólica.

Para isso, considera-se os extremos de operação de todos os aerogeradores, após simular o fluxo de potência em cada caso, registra-se o valor de P e Q medido no PAC.

Os valores de P e Q são utilizados para traçar o diagrama PQ no PAC permitindo uma comparação direta com o diagrama PQ do ONS, o qual deve estar completamente inserido no diagrama PQ do parque eólico no PAC. Caso isso não aconteça, devem ser propostas medidas corretivas, tais como, instalação de bancos de capacitores ou reatores no PAC, ou uso de capacidade de potência reativa adicional dos aerogeradores, se a funcionalidade estiver disponível nos equipamentos.

4.2 Controle de Tensão

Para cumprir com o requisito de controle de tensão a usina eólica deve ser capaz de prover três diferentes tipos de controle de maneira centralizada: tensão, potência reativa ou fator de potência. Sendo que o controle de tensão deve ser implementado de acordo com uma curva característica que define a quantidade de corrente reativa que a usina eólica deve injetar dependente da variação de tensão medida no PAC.

Como os aerogeradores atuam controlando a corrente que é injetada na rede, o controle de tensão, na realidade, é feito de maneira indireta, ou seja, de acordo com a variação de tensão medida no ponto de referência do controlador, este ajusta a injeção de corrente reativa dos aerogeradores seguindo uma curva característica.

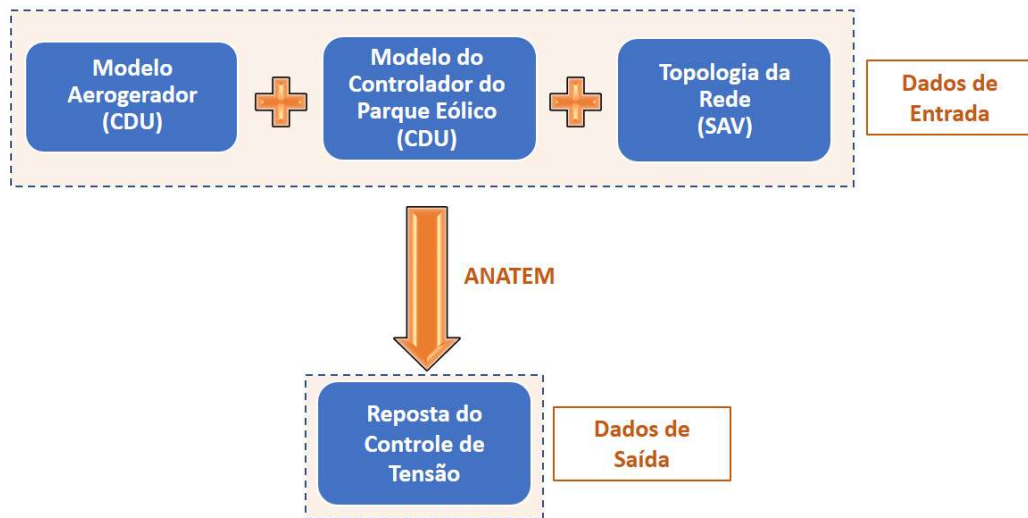
Este tipo de controle é conhecido como *voltage droop* ($Q(\Delta U)$), no qual o *droop* (estatismo da curva) pode ser ajustado de acordo com a rede e os controles adjacentes.

A maior vantagem de se utilizar um controlador com *droop* em relação a um controle direto de tensão ($droop=0$), é a possibilidade de se utilizar diversos controles de tensão no mesmo PAC, que é um caso muito comum no Brasil onde o PAC normalmente é compartilhado entre diversas usinas eólicas. A utilização de controles diretos de tensão em um mesmo PAC pode gerar oscilações entre os controles ou um despacho de potência reativa não-ótimo entre as diferentes usinas, ou seja, podem ocorrer situações nas quais a usina 'A' injeta o máximo de potência reativa e a usina 'B' absorve o mesmo valor, sendo o saldo contributivo nulo no PAC.

A curva de *voltage droop* é demonstrada pelo ONS no Submódulo 3.6, como pode ser visto na Figura 3.6, sendo que a definição do estatismo (inclinação da curva) deve ser feita pelo ONS para cada projeto específico dependendo das necessidades da rede em que será conectado.

A Figura 4.3 representa de forma esquemática o procedimento para a realização do estudo de verificação do funcionamento do controle de tensão do parque eólico.

Figura 4.3 - Diagrama com o processo de verificação do funcionamento do controle de tensão do parque eólico.



Fonte: Autor.

Para verificar se a usina eólica cumpre com o requisito, deve ser utilizado o modelo específico do aerogerador e do controlador desenvolvido na plataforma ANATEM utilizando a funcionalidade CDU (controle definido pelo usuário). Normalmente os modelos e seus parâmetros de configuração são disponibilizados pelos fabricantes.

O valor de estatismo do controlador no modelo deve ser ajustado considerando o valor proposto pelo ONS, ou no caso de não haver esta definição, deve ser considerado o valor sugerido pelo fabricante.

A topologia da rede (interna e externa) deve ser considerada através do arquivo histórico do ANAREDE (formato SAV).

Com o modelo ajustado, é possível simular um evento de subtensão ou sobretensão na barra em que se conecta o modelo do controlador da usina eólica e, medir os valores de P e Q de maneira dinâmica neste ponto.

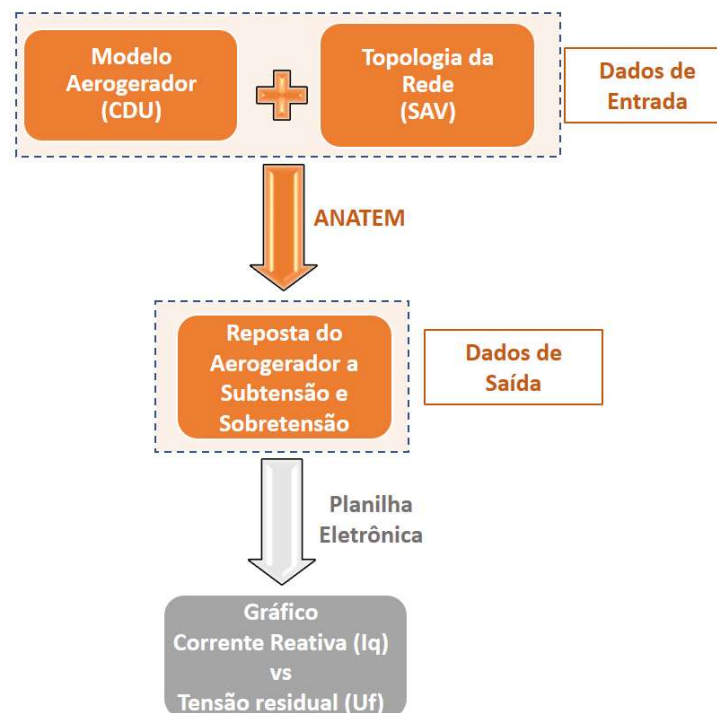
Este teste pode ser complementado conectando os modelos do aerogerador e do controlador a rede externa ou, simulando uma característica de rede utilizando uma impedância conectada entre a usina eólica e a barra infinita com o objetivo de emular uma determinada potência de curto circuito. Assim, a reação do controle do parque eólico e seu efeito na tensão do barramento do PAC podem ser determinados por meio das análises do teste.

4.3 Suportabilidade a subtensões e sobretensões

Para verificar o cumprimento ao requisito de suportabilidade a subtensões e sobretensões (Fault Ride Through - FRT), a simulação deve demonstrar que o aerogerador se mantém em funcionamento durante faltas na rede, com um comportamento de injeção ou absorção de corrente reativa dependendo da gravidade do evento, de acordo com a Figura 3.9 e Figura 3.10.

A Figura 4.4 representa de forma esquemática o procedimento para a realização do estudo de comportamento do aerogerador em relação a distúrbios de tensão, ou seja, o estudo analisa a suportabilidade do aerogerador a subtensões e sobretensões na rede elétrica.

Figura 4.4 – Diagrama com o processo de verificação do requisito de suportabilidade a subtensões e sobretensões (*Fault Ride Through - FRT*).



Fonte: Autor.

A metodologia de verificação é realizada em duas etapas. A primeira etapa envolve a simulação da resposta dinâmica de um aerogerador a distúrbios de tensão no software ANATEM, e a segunda etapa compila os valores simulados em um gráfico para obter a curva de resposta de corrente reativa do aerogerador em função do nível de tensão residual.

É importante ressaltar que como este requisito é relativo ao aerogerador e não ao PAC, tal estudo deve ser realizado no software ANATEM com o modelo CDU do aerogerador conectado a uma barra infinita e simulando distúrbios de tensão nos terminais do aerogerador por períodos de alguns segundos. A topologia da rede (transformador entre o aerogerador e a barra infinita) deve ser considerada através do arquivo histórico do ANAREDE (formato SAV). Deve ser verificado o comportamento do aerogerador durante o período de falta e após o restabelecimento da tensão pré-falta.

Ao simular faltas com diferentes valores de tensão residual é possível medir a corrente reativa injetada ou absorvida pelo aerogerador e reproduzir na planilha eletrônica o gráfico de comportamento de corrente reativa (I_q) em relação a tensão residual de falta (U_f).

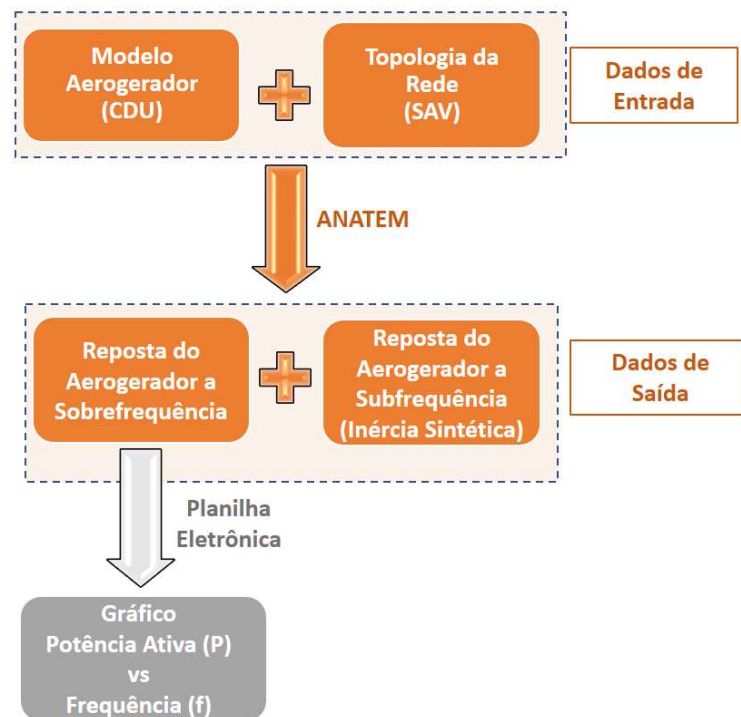
Este gráfico pode, então, ser comparado ao gráfico da Figura 3.10 determinando se o aerogerador cumpre ou não com o requisito do ONS.

É importante ressaltar que o valor de k , referente a inclinação do gráfico de injeção de corrente, deve ser ajustável e definido pelo ONS. Caso tal definição ainda não tenha sido realizada, a simulação pode ser feita considerando valores de k sugeridos pelo fabricante do aerogerador.

4.4 Resposta a distúrbios de frequência

Para verificar o cumprimento ao requisito de resposta do aerogerador a distúrbios de frequência a simulação deve demonstrar que o aerogerador responda a eventos de subfrequência e sobrefrequência na rede. No caso de sobrefrequências deve limitar sua potência ativa de saída de acordo com a curva da Figura 3.7. No caso de eventos de subfrequência, deve incrementar temporariamente a potência ativa de saída com o controle denominado de Inércia Sintética, conforme a Figura 3.8. A Figura 4.5 representa de forma esquemática o procedimento para a realização do estudo de comportamento do aerogerador em relação a distúrbios de frequência na rede.

Figura 4.5 - Diagrama com o processo de verificação do requisito de suportabilidade a distúrbios de frequência.



Fonte: Autor.

Assim como o requisito de FRT, o requisito de resposta a distúrbios de frequência também é relativo ao aerogerador. Portanto, a verificação pode ser realizada com o mesmo modelo CDU utilizado na simulação anterior, porém, desta vez, serão simulados eventos de distúrbios de frequência.

Alguns modelos possuem um parâmetro de entrada no CDU que permite alterar o valor de frequência sem a necessidade de criar um evento de rede.

Para efetuar o teste da capacidade de controle $P(f)$ em caso de sobrefrequência deve-se inserir uma variação de frequência fixa por alguns segundos e medir o valor de potência ativa do aerogerador durante este período.

Este procedimento pode ser repetido considerando simulações para vários valores de frequência, sendo os resultados compilados por meio de uma planilha eletrônica para permitir a verificação da conformidade do comportamento $P(f)$ em relação ao estabelecido pelo gráfico do requisito do ONS da Figura 3.7.

Para testar a capacidade de inércia sintética, ou seja, a contribuição do aerogerador para subfrequências, deve ser simulado um evento de subfrequência para um valor menor ou igual a 59,8 Hz e medir a dinâmica de P na saída do aerogerador.

A resposta do aerogerador deve ser a injeção de 10% de P_n adicionalmente ao valor de P pré-falta por um período mínimo de 5 segundos, conforme ilustrado na Figura 3.8.

4.5 Qualidade de Energia

Conforme mencionado no item 3.2.5, o principal fenômeno relacionado à qualidade de energia que deve ser analisado antes da conexão de uma usina eólica ao SIN é o impacto da usina eólica nas distorções harmônicas do PAC.

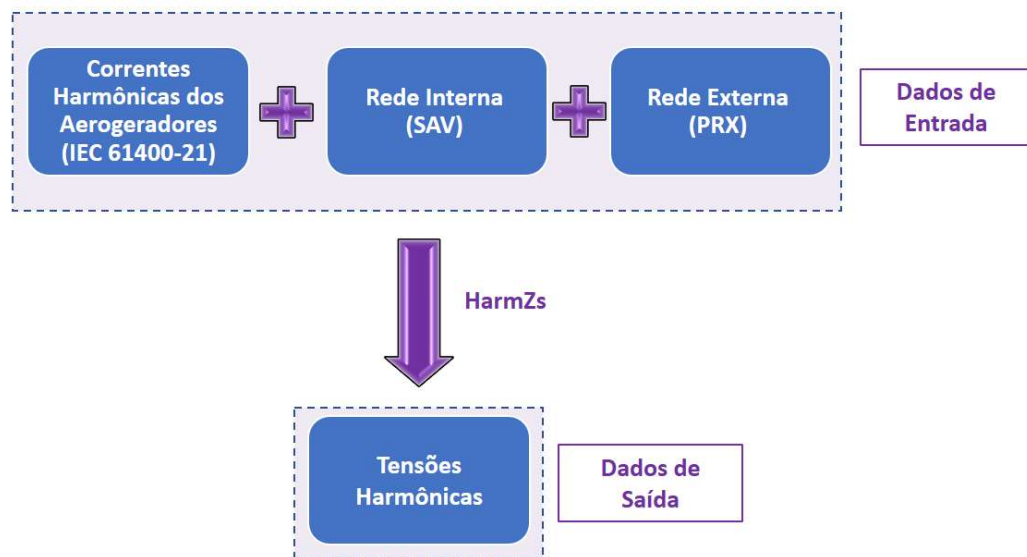
Os requisitos para distorções harmônicas são definidos no Submódulo 2.8 [20] como limites de tensão harmônica que não podem ser violadas no PAC conforme mostrado na Tabela 3.1.

O desafio para a avaliação do cumprimento deste requisito, antes da conexão do parque eólico, é a complexidade dos estudos de harmônicos como já foi brevemente descrito no item 3.2.5, visto que tais valores de distorção harmônica de tensão variam em função de algumas variáveis que não são precisamente conhecidas, tais como, as correntes harmônicas injetadas pelos aerogeradores, os harmônicos de *background* da rede e os efeitos de ressonância da rede externa no momento da instalação do parque eólico e durante toda sua vida útil.

O Submódulo 23.3 [30] determina que todas as instalações não lineares devem realizar estudos de comportamento harmônico específicos antes de sua conexão ao SIN, incluindo centrais de geração eólica.

De maneira complementar o ONS disponibiliza em sua página na internet um guia específico para a realização de estudos e medições de harmônicas em usinas eólicas e solares [7]. A Figura 4.6 representa de forma esquemática o procedimento para a realização do estudo de cálculo e distorções harmônicas de tensão no PAC de acordo com os procedimentos do ONS.

Figura 4.6 – Diagrama com o procedimento de simulação de harmônicos para a verificação do requisito do ONS.



Fonte: Autor.

Os estudos tem como resultados finais a determinação dos cálculos de tensão harmônica no ponto de conexão para permitir a verificação de violações nos limites descritos no Submódulo 2.8 (Tabela 3.1).

As análises são realizadas no domínio da frequência com o software HarmZs através de um equivalente Norton no qual a rede elétrica é representada a partir de casos desenvolvidos no ANAREDE publicados pelo ONS nos Planos de Ampliações e Reforços (PAR).

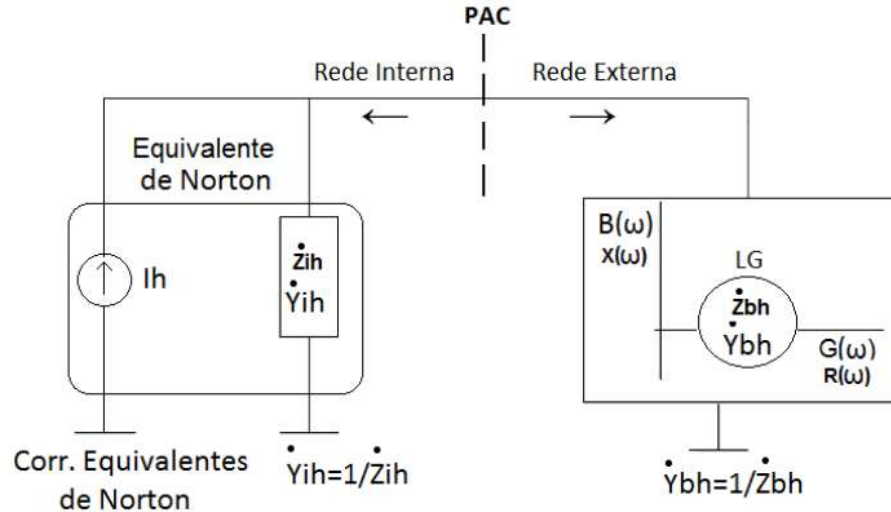
As impedâncias harmônicas são representadas pelo método do lugar geométrico, que reúne todos os pontos de cada cenário a ser analisado (cargas e contingências) em um mesmo diagrama de resistência versus reatância ($R(\omega) \times X(\omega)$). De maneira equivalente, a condutância versus susceptância ($G(\omega) \times B(\omega)$) também pode ser utilizada, o que permite avaliar o caso mais crítico de distorção de tensão para cada ordem harmônica.

Além das impedâncias harmônicas da rede o estudo deve representar a rede interna da usina eólica, também no domínio da frequência, e as correntes harmônicas dos aerogeradores são representadas por uma fonte de corrente para cada ordem harmônica.

Os valores das correntes harmônicas dos aerogeradores são fornecidos geralmente pelos fabricantes a partir de medições realizadas em um protótipo de acordo

com a norma IEC 61400-21, como foi explicado no item 2.1.2. A Figura 4.7 representa através de um diagrama de circuitos básico a metodologia de estudo utilizada.

Figura 4.7 - Representação do circuito básico para estudo de desempenho harmônico de uma usina eólica (equivalente Norton e Lugar Geométrico).



Fonte: ONS, 2016 [7].

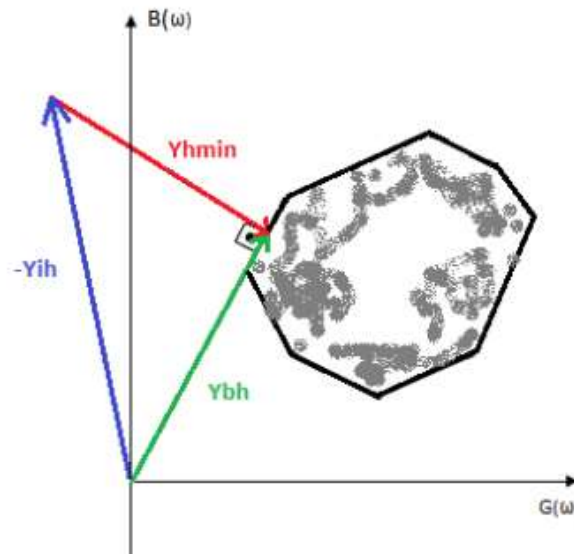
A representação descrita anteriormente deve ser repetida para cada ordem harmônica entre a 2ª e a 50ª, calculando-se, assim, os valores mais críticos de distorção de tensão para cada uma destas ordens.

O valor crítico da tensão harmônica de tensão no PAC é determinado minimizando o somatório das admitâncias da rede interna com a admitância da rede externa, conforme (4.1).

$$V_{h\max} = \frac{I_h}{\left| \dot{Y}_{ih} + \dot{Y}_{bh} \right|_{\min}} \quad (4.1)$$

O cálculo pode ser realizado vetorialmente por meio de fasores na forma retangular como mostrado na Figura 4.8. Assim, o mínimo valor de Y_h é determinado pela menor distância do extremo do vetor Y_{ih} ao lugar geométrico da admitância harmônica da rede básica. Cada ponto cinza representa a admitância harmônica para um cenário diferente da rede e o diagrama completo deve ser determinado para cada ordem harmônica.

Figura 4.8 - Cálculo vetorial do valor mínimo de $Y_h = Y_{ih} + Y_{bh}$ que resulta no valor crítico de V_h .



Fonte: ONS, 2016 [7].

Em resumo, o software HarmZs do CEPEL, permite o cálculo das tensões harmônicas no PAC considerando a iteração das fontes de corrente harmônica (conversores dos aerogeradores) e impedâncias harmônicas da rede externa.

O primeiro passo dos estudos consiste em carregar os dados da rede externa no software e calcular as impedâncias harmônicas vistas a partir do PAC. As impedâncias são relativas a uma determinada configuração de rede e o software permite calcular diversos cenários de rede (contingências) e, com isso, obter uma nuvem de pontos na qual cada um dos pontos representa a impedância harmônica da rede em um determinado cenário da rede. A nuvem de pontos deve ser exportada em um formato PRX para ser usado na etapa posterior.

O segundo passo consiste em carregar a rede interna da usina eólica e associar a cada barramento de aerogerador uma fonte de correntes harmônicas com os dados de corrente de medição para cada ordem harmônica. Em seguida, com a rede interna carregada no HarmZs, o arquivo da nuvem de pontos das impedâncias harmônicas da rede externa deve ser aberta usando a função do “Método do Lugar Geométrico” que permitirá o cálculo das tensões harmônicas no PAC e a comparação com valores limites da norma a ser seguida, neste caso o Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede [20].

No processo de avaliação do ONS [7] para a conexão de uma usina eólica ao SIN, o agente que apresentar um estudo com violações de distorção harmônica deve apresentar uma medida mitigatória para solucionar o problema. Normalmente são dimensionados filtros passivos para serem instalados no PAC, mas também podem ser utilizadas soluções de filtragem ativa na subestação ou nos aerogeradores.

Vale ressaltar que, no caso de um parque eólico real a ser conectado ao SIN, este estudo deve ser refeito após a medição das correntes harmônicas de um aerogerador do parque eólico após o funcionamento. Isso pode implicar no redimensionamento da solução de filtragem e, por isso, existe a opção de aguardar o segundo estudo para a instalação dos filtros em campo.

Esta opção é condicionada ao monitoramento dos valores de tensão harmônica no PAC durante o início da operação da usina eólica até que a solução de filtragem esteja implementada. Caso alguma violação de tensão harmônica ocorra durante este período o agente deve reduzir a geração do parque eólico operando com o número máximo de aerogeradores que não causaria violações no estudo de harmônicos.

4.6 Conclusões do Capítulo

Este capítulo apresentou uma coletânea de orientações e procedimentos de forma concentrada com o objetivo de estabelecer uma metodologia unificada para a verificação do cumprimento aos principais requisitos técnicos do Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede relativos a usinas eólicas.

A implementação da metodologia de verificação proposta emprega simulações utilizando as ferramentas computacionais desenvolvidas pelo CEPEL (ANAREDE, ANATEM e HarmZs).

Para verificar a capacidade de potência reativa da usina eólica deve ser utilizado o ANAREDE para calcular o efeito capacitivo e/ou indutivo dos equipamentos que compõem a usina eólica e o resultado é o diagrama PQ no PAC.

O requisito de controle de tensão é verificado com simulações no ANATEM o qual permite avaliar a dinâmica do controlador da usina eólica através de sua funcionalidade CDU.

Os requisitos de distúrbio de tensão e frequência também são verificados com simulações no ANATEM, porém, o CDU utilizado é apenas o do aerogerador conectado

a uma barra infinita visto que tais requisitos são relativos ao aerogerador, diferente dos outros requisitos que se referem ao PAC.

Para todos os casos é importante ter um modelo CDU do aerogerador e do controle do parque eólico fornecido pelo fabricante. Normalmente tais modelos permitem ajustes de alguns parâmetros operacionais, devido a flexibilidade de operação dos aerogeradores. Tais ajustes devem ser feitos com cuidados considerando os requisitos do ONS e os limites possíveis informados pelo fabricante.

Dentre as metodologias apresentadas para verificação de requisitos técnicos, o estudo de harmônicos possui a maior complexidade, pela quantidade de premissas que devem ser adotadas para a realização dos cálculos. Destaca-se o cálculo do lugar geométrico do diagrama de impedâncias (ou admitâncias) da rede externa, que é alvo de críticas por parte de desenvolvedores de usinas eólicas por resultar em violações de distorção harmônica de tensão no PAC em cenários de rede simulados que não necessariamente serão observados na prática representando uma postura muito conservadora por parte do ONS.

5 Metodologia para Verificação de Requisitos: Estudos de Caso

Neste capítulo serão aplicadas as metodologias descritas no capítulo anterior, realizadas através de simulações computacionais considerando estudos de caso selecionados para demonstrar importantes aspectos de cada item de requisito técnico.

Para a análise de capacidade de potência reativa, controle de tensão e qualidade de energia, foi considerado uma usina eólica composta por 10 aerogeradores fictícios de 2,5MW de potência nominal cada, totalizando uma usina eólica de 25 MW.

No caso da avaliação do comportamento do aerogerador frente a distúrbios de tensão e frequência foi considerado o aerogerador ENERCON E-92 2,35 MW.

Em um caso ideal, as simulações nas quais é necessário representar a rede externa da usina eólica utilizariam os dados integrais do SIN, publicados pelo ONS. Porém, nos estudos de caso deste trabalho serão utilizadas redes exemplo, tais como, IEEE 14 barras e o STB-16 [31], pela limitação das licenças dos softwares utilizados que não permitem simular a quantidade de barras do SIN.

Para efeito de simplificação neste capítulo o termo aerogerador será substituído por WEC (*Wind Energy Converter*).

5.1 Capacidade de Potência Reativa

Para demonstrar a avaliação da capacidade de potência reativa de uma usina eólica de acordo com a metodologia proposta no item 4.1, foram considerados dados de uma usina eólica exemplo com dados hipotéticos de WEC, transformadores e rede interna.

Em seguida foram simuladas diversas condições de fluxo de potência para determinar o diagrama PQ da usina eólica e na sequência efetuar a comparação com o requisito mínimo do ONS.

5.1.1 Dados da Usina Eólica Exemplo

Os dados principais dos equipamentos que compõem a usina eólica exemplo adotada para estudo de caso são apresentados nas seções seguintes.

5.1.1.1 Aerogerador

O estudo de caso considerou dois modelos de aerogeradores hipotéticos com as denominações de WEC A e WEB B.

Os dados nominais do WEC A foram escolhidos de maneira a obter a capacidade de potência reativa mínima exigida pelo ONS nos terminais do WEC e podem ser vistos na Tabela 5.1. Além disso, o diagrama PQ (capacidade de potência reativa em relação à potência ativa) do WEC A pode ser visto na Figura 5.1.

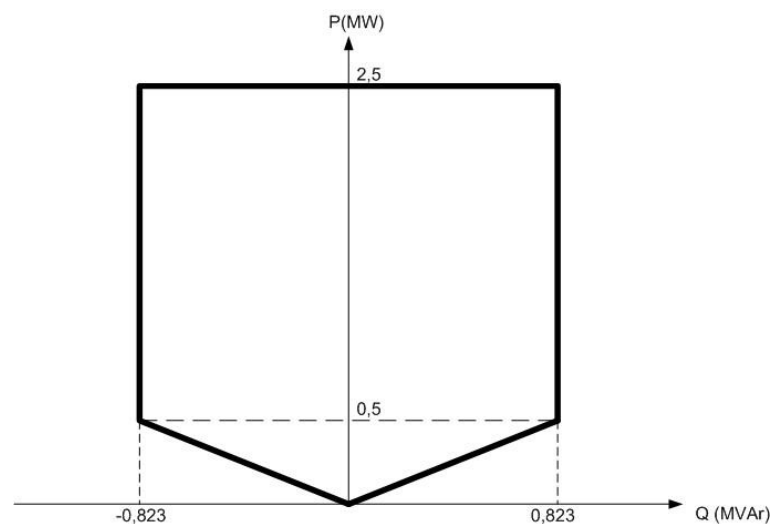
O modelo WEC B considera a possibilidade da utilização de um WEC com capacidade de potência reativa adicional ($Q_n = 0,5 P_n$) e, disponível mesmo com vento nulo ($P=0$). A Tabela 5.2 e a Figura 5.2 mostram os valores nominais e o diagrama PQ do modelo WEC B, respectivamente.

Tabela 5.1 – Dados do WEC A.

Potência ativa nominal	2.500 kW
Potência reativa nominal	-823 kVAr(abs.) / 823 kVAr(inj.)
Tensão nominal	0,4 kV

Fonte: Autor.

Figura 5.1 - Diagrama PQ WEC A.



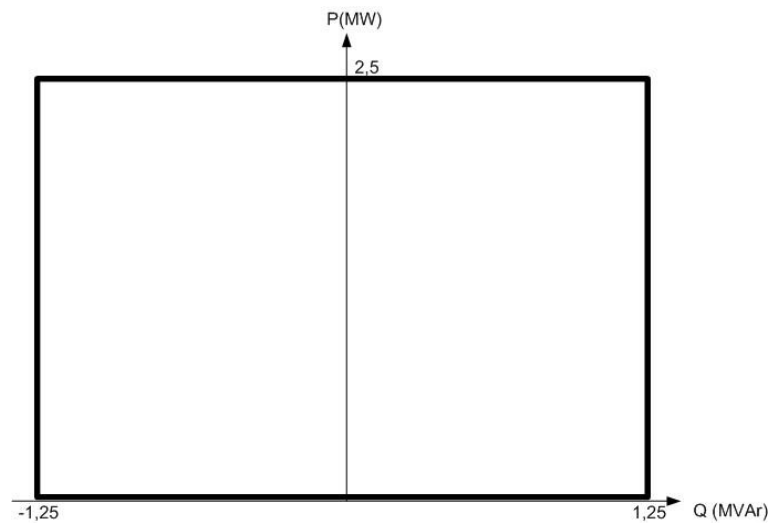
Fonte: Autor.

Tabela 5.2 - Dados do WEC B.

Potência ativa nominal	2.500 kW
Potência reativa nominal	-1250 kVAr(abs.) / 1250 kVAr(inj.)
Tensão nominal	0,4 kV

Fonte: Autor.

Figura 5.2 - Diagrama PQ WEC B.



Fonte: Autor.

5.1.1.2 Transformador Unitário

A tensão da saída dos inversores de cada WEC é de 0,4 kV, sendo assim, há em cada WEC um transformador para elevar a tensão para o nível de tensão da rede interna da usina eólica de 34,5 kV. Este equipamento é denominado transformador unitário e suas características estão descritas na Tabela 5.3:

Tabela 5.3 - Dados Transformador Unitário

Potência aparente nominal	3000 kVA
Tensão primária nominal	0,4 kV
Tensão secundária nominal	34,5 kV
Impedância (base 100MVA)	240%

Fonte: Autor.

5.1.1.3 Rede Interna

A estrutura da usina eólica exemplo adotada para estudo possui 10 WECs. Cada WEC com capacidade de geração de 2,5MW, totalizando 25 MW, divididos em 2 circuitos de 5 WECs cada. Para simular os equipamentos elétricos no ANAREDE, os cabos devem ser representados por seus modelos π [32] [33], ou seja, considerando um valor de resistência (em %), um valor de reatância (em %) e um valor de susceptância shunt (em MVar).

Na realização dos estudos de caso foi considerado que os cabos que conectam os WECs entre si possuem as mesmas características, diferente dos cabos que

conectam a subestação aos primeiros WECs de cada um dos dois circuitos. Sendo assim, têm-se dois tipos de cabos.

Os dados adotados para cada um dos tipos de cabos foram descritos na Tabela 5.4 (cabos entre os WECs) e na Tabela 5.5 (cabos entre os primeiros WECs de cada circuito e a subestação da usina).

Tabela 5.4 - Dados dos cabos de ligação entre WECs.

Resistência	0,5 %
Reatância	0,5 %
Susceptância	1 MVar

Fonte: Autor.

Tabela 5.5 - Dados dos cabos de ligação entre WEC e subestação.

Resistência	7 %
Reatância	14 %
Susceptância	1 MVar

Fonte: Autor.

5.1.1.4 Transformador Elevador da Subestação

No exemplo consideramos uma rede interna de 34,5 kV e o PAC em 230 kV. Na Tabela 5.6 estão listados os dados do da subestação da usina eólica.

Tabela 5.6 - Dados transformador elevador da subestação da usina eólica.

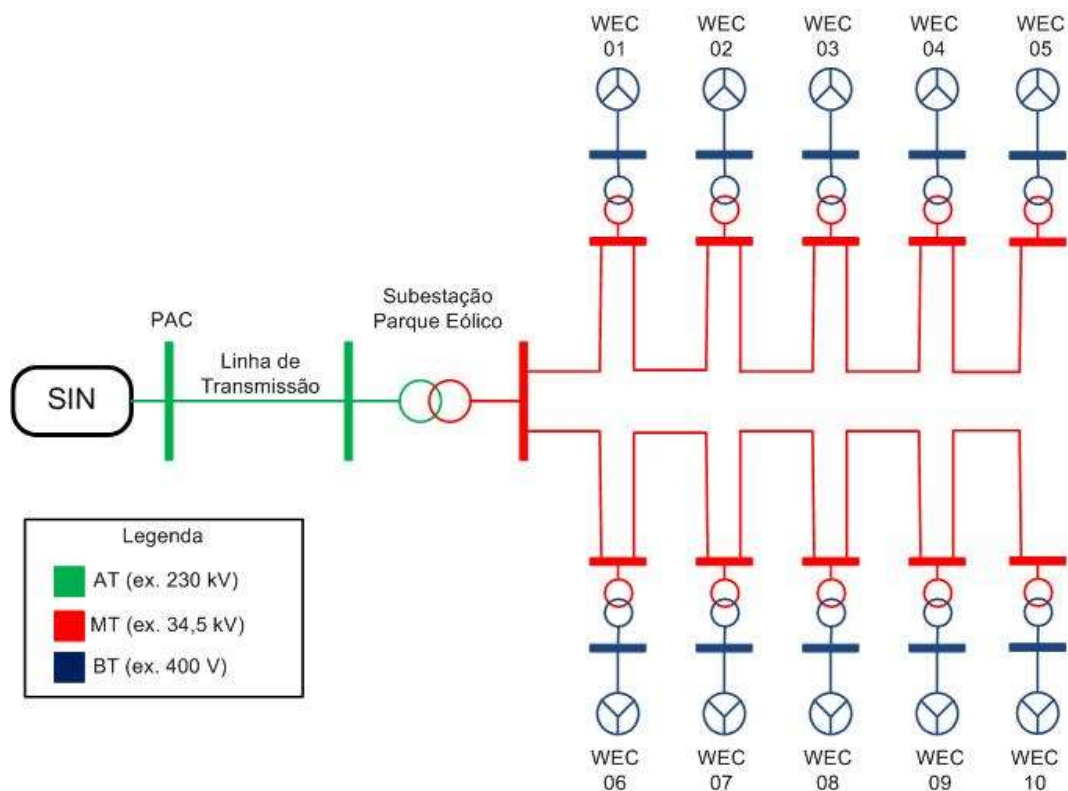
Potência aparente nominal	30.000 kVA
Tensão primária nominal	34,5 kV
Tensão secundária nominal	230 kV
Impedância (base 100MVA)	28%

Fonte: Autor.

5.1.2 Rede Modelada

Os dados dos equipamentos descritos anteriormente foram inseridos no software ANAREDE por meio da ferramenta de interface gráfica do usuário. A Figura 5.3 mostra o diagrama esquemático unifilar da usina eólica utilizada nos estudos de caso.

Figura 5.3 - Exemplo de diagrama unifilar da usina eólica utilizada para os estudos de caso.



Fonte: Autor.

5.1.3 Casos Simulados

No primeiro caso simulado, foi considerada a usina eólica sendo composta apenas por equipamentos do modelo WEC A, ou seja, cada WEC possui uma extensão de capacidade de potência reativa, em seus terminais de baixa tensão (BT), exatamente igual ao requisito mínimo do ONS, provendo a capacidade de injetar ou absorver até 0,329 pu de Q no intervalo entre 0,2 e 1 pu de P. Além disso, quando não há geração de potência ativa ($P=0$) o WEC A não gera nem absorve potência reativa ($Q=0$).

Ao se realizar alguns cenários de fluxo de potência para esta usina eólica, é possível verificar que, mesmo com cada WEC cumprindo com os requisitos mínimos nos seus terminais, a usina eólica não cumpre com os requisitos mínimos no PAC.

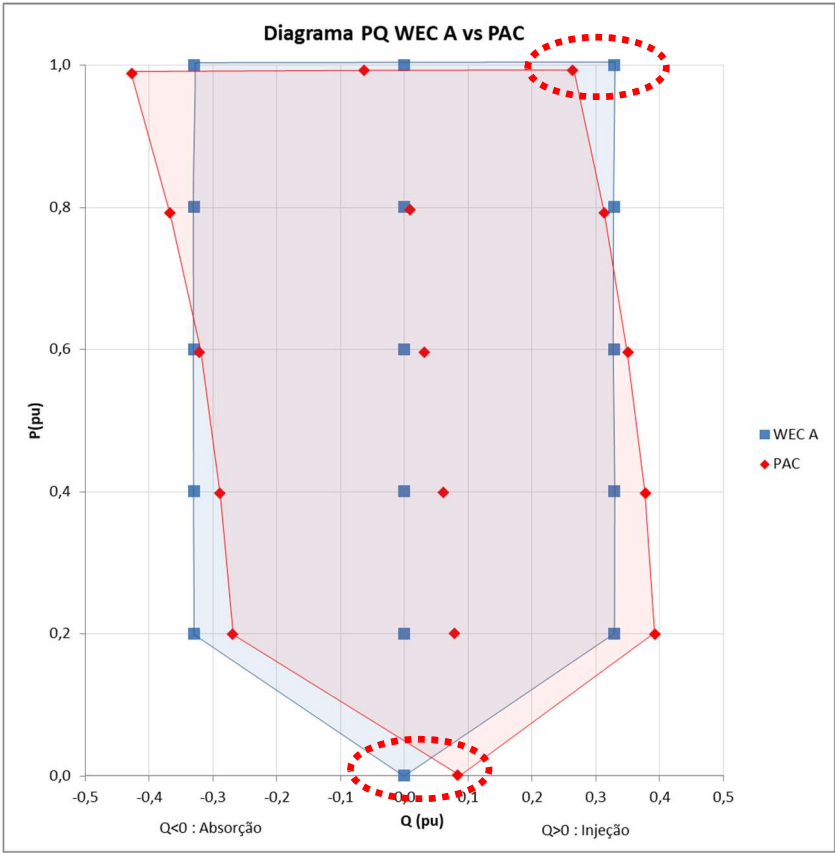
A Tabela 5.7 apresenta o resumo dos resultados de Q no PAC determinados através do fluxo de potência no ANAREDE. Os dados foram convertidos para valores em pu, tornando possível traçar o diagrama PQ da usina eólica no PAC e compará-lo com o diagrama PQ de um WEC, conforme a Figura 5.4.

Tabela 5.7 - Resumo do resultado de fluxo de potência para o cálculo da capacidade de potência reativa da usina eólica com 10 x WEC A.

WEC A	P(MW)	Q(MVAr)	P(pu)	Q(pu)	PAC	P(MW)	Q(MVAr)	P(pu)	Q(pu)
	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	2,110	0,000	0,084
	0,500	0,000	0,200	0,000		4,990	1,970	0,200	0,079
	0,500	0,823	0,200	0,329		4,960	9,840	0,198	0,394
	0,500	-0,823	0,200	-0,329		4,970	-6,723	0,199	-0,269
	1,000	0,000	0,400	0,000		9,960	1,530	0,398	0,061
	1,000	0,823	0,400	0,329		9,940	9,450	0,398	0,378
	1,000	-0,823	0,400	-0,329		9,940	-7,208	0,398	-0,288
	1,500	0,000	0,600	0,000		14,900	0,798	0,596	0,032
	1,500	0,823	0,600	0,329		14,900	8,780	0,596	0,351
	1,500	-0,823	0,600	-0,329		14,900	-8,023	0,596	-0,321
	2,000	0,000	0,800	0,000		19,900	0,233	0,796	0,009
	2,000	0,823	0,800	0,329		19,800	7,840	0,792	0,314
	2,000	-0,823	0,800	-0,329		19,800	-9,173	0,792	-0,367
	2,500	0,000	1,000	0,000		24,800	-1,571	0,992	-0,063
	2,500	0,823	1,000	0,329		24,800	6,620	0,992	0,265
	2,500	-0,823	1,000	-0,329		24,700	-10,670	0,988	-0,427

Fonte: Autor.

Figura 5.4 – Diagramas PQ do WEC A nos terminais BT (azul) e da usina eólica no PAC (vermelho).



Fonte: Autor.

Na Figura 5.4 o gráfico azul mostra a capacidade de potência reativa de um WEC enquanto o gráfico vermelho mostra a capacidade de potência reativa da usina eólica completa.

Os principais aspectos a serem observados na Figura 5.4 são os comportamentos de Q na base do gráfico ($P=0$), a comparação da evolução dos dois diagramas ao se aumentar a potência ativa com todos os WECs com fator de potência unitário (coluna central do gráfico). Adicionalmente é importante notar o comportamento da capacidade de potência reativa da usina eólica no PAC na zona superior do gráfico (P nominal) tanto no caso dos WECs absorvendo potência reativa (extremo esquerdo superior do gráfico), quanto no caso dos WECs injetando potência reativa (extremo direito superior do gráfico).

Além disso, há duas zonas críticas para a avaliação do cumprimento aos requisitos mínimos do ONS, sendo a base do gráfico quando a potência ativa dos WECs é nula, e o extremo superior direito do gráfico que representa o caso de todos os WECs injetarem o máximo de sua capacidade de potência reativa. Tais regiões estão destacadas pelas linhas pontilhadas na Figura 5.4

Pode ser observada na primeira linha da Tabela 5.7 que nas situações de baixa potência ativa, quando não há vento, a usina eólica pode injetar certa quantidade de potência reativa no PAC, mesmo sem nenhum despacho de Q por parte dos WECs.

Este comportamento resulta da contribuição da capacitância dos cabos da rede interna ou linha de transmissão. No exemplo analisado, o valor é significativo ($Q=2,11$ MVar) o que obrigaria o proprietário da usina eólica a instalar algum equipamento de correção.

Outra característica interessante é que quando os WECs operam em condições de ventos mais fortes, resultando em condições de geração nominais ($P=P_n$), a usina eólica passa a absorver mais potência reativa do que os valores de Q absorvidos individualmente pelos WECs.

Este comportamento resulta da contribuição da característica indutiva dos transformadores (do WEC e da subestação) quando estão carregados. O deslocamento das curvas no gráfico para o lado esquerdo, que representa a redução na capacidade de injeção de potência reativa, pode representar a necessidade de instalação de equipamentos de compensação para permitir o cumprimento dos procedimentos de rede.

Assim, no exemplo analisado, mesmo que cada WEC isoladamente possua capacidade de potência reativa suficiente para cumprir com o diagrama PQ exigido pelo ONS, a usina eólica não cumpre com os requisitos mínimos no PAC.

Para solucionar o não cumprimento apresentado anteriormente o dono da usina eólica pode realizar as seguintes medidas:

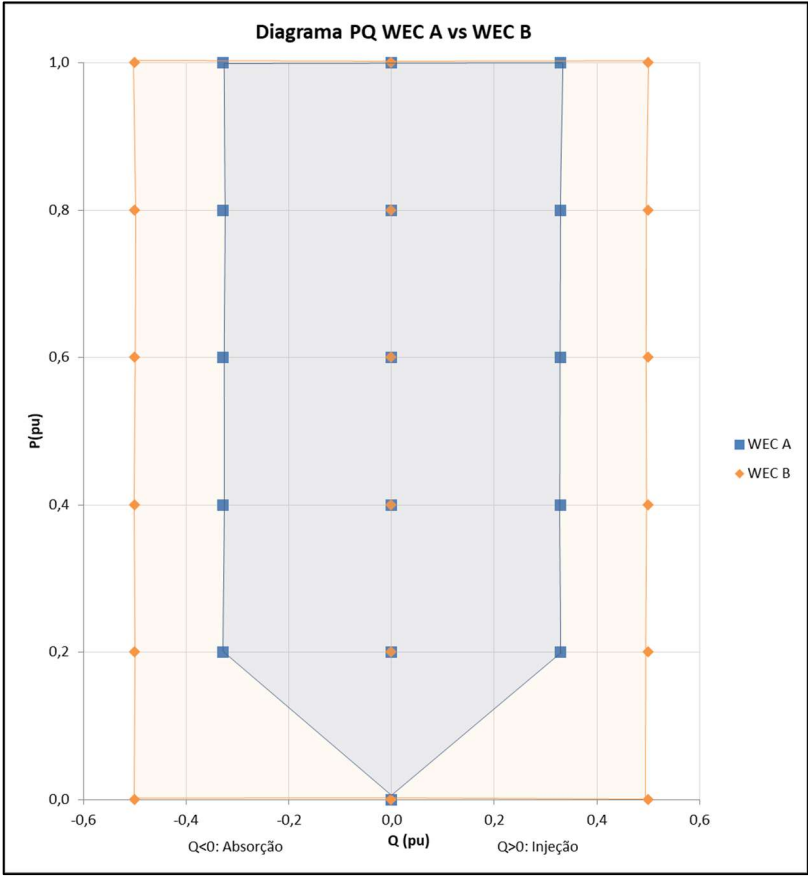
- A instalação de elementos passivos de compensação de reativos (capacitores e reatores) na subestação (parque eólico ou PAC);
- A utilização de eletrônica de potência incorporada aos sistemas dos WECs, que, em alguns casos, permite injetar e absorver potência reativa mesmo com $P=0$, e ainda, incrementar a capacidade máxima de potência reativa dos WECs.

A segunda é tecnicamente mais elegante e ainda permite o uso da capacidade reativa dinamicamente de maneira contínua, diferente do uso de capacitores e reatores cujo chaveamento é realizado em degraus. No caso do exemplo apresentado, sugere-se o uso de alguns WECs com capacidade adicional de potência reativa.

Para demonstrar um exemplo considerando a medida de uso de WECs com maior capacidade de potência reativa, no caso analisado, metade dos WECs (WEC 01 a 05) continuou com a configuração anterior (WEC A) e a outra metade (WEC 06 a 10) foi modificada para uma configuração com características de um STATCOM (suprimento de potência reativa mesmo com potência ativa nula) e capacidade reativa adicional com possibilidade de atingir o valor máximo de 0,5 pu (WEC B).

A diferença entre as capacidades de potência reativa entre as configurações WEC A e WEC B podem ser vistas no diagrama da Figura 5.5. O resultado da simulação com essa combinação de configurações é apresentado na Tabela 5.8 e no diagrama da Figura 5.6, no qual também se compara com o diagrama PQ exigido pelo ONS, sendo constatado o cumprimento do requisito com a medida proposta.

Figura 5.5 – Diagramas PQ nos terminais dos WECs: WEC A (WECs 01 a 05 - Azul) e WEC B (WECs 06 a 10 - Laranja).



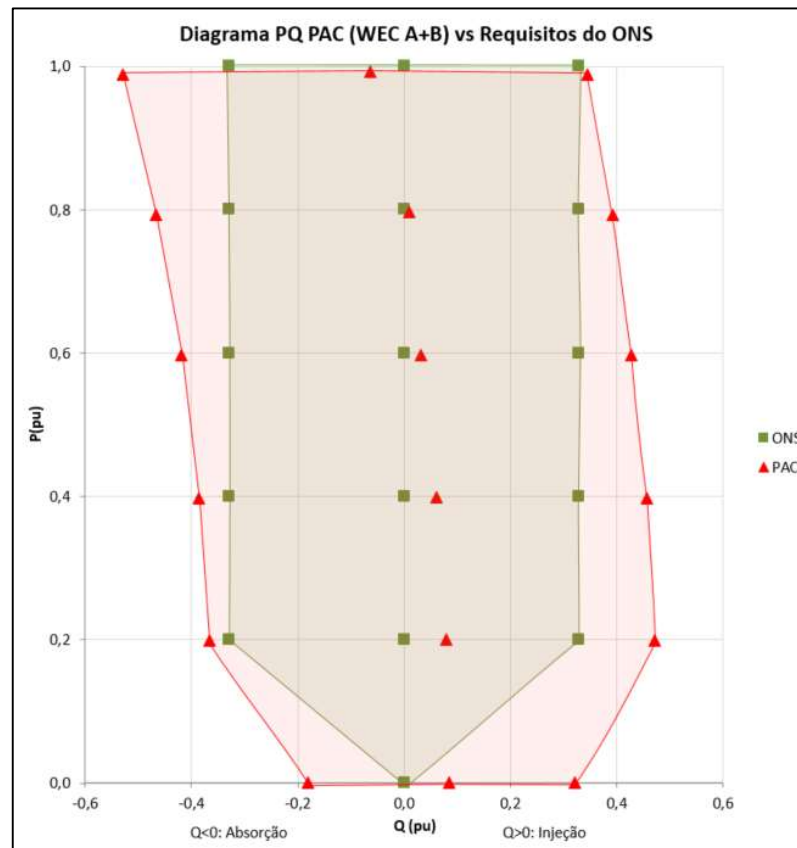
Fonte: Autor.

Tabela 5.8 - Resumo resultado de fluxo de potência para o cálculo da capacidade de potência reativa da usina eólica com 5 x WEC A + 5 x WEC B.

ONS	P(MW)	Q(MVAr)	P(pu)	Q(pu)	PAC A+B	P	Q	P(pu)	Q(pu)
	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	2,110	0,000	0,084
	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	8,040	0,000	0,322
	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	-4,538	0,000	-0,182
	0,500	0,000	0,200	0,000		4,990	1,970	0,200	0,079
	0,500	0,823	0,200	0,329		4,950	11,800	0,198	0,472
	0,500	-0,823	0,200	-0,329		4,950	-9,164	0,198	-0,367
	1,000	0,000	0,400	0,000		9,960	1,530	0,398	0,061
	1,000	0,823	0,400	0,329		9,920	11,400	0,397	0,456
	1,000	-0,823	0,400	-0,329		9,920	-9,664	0,397	-0,387
	1,500	0,000	0,600	0,000		14,900	0,798	0,596	0,032
	1,500	0,823	0,600	0,329		14,900	10,700	0,596	0,428
	1,500	-0,823	0,600	-0,329		14,900	-10,500	0,596	-0,420
	2,000	0,000	0,800	0,000		19,900	0,233	0,796	0,009
	2,000	0,823	0,800	0,329		19,800	9,810	0,792	0,392
	2,000	-0,823	0,800	-0,329		19,800	-11,690	0,792	-0,468
	2,500	0,000	1,000	0,000		24,800	-1,571	0,992	-0,063
	2,500	0,823	1,000	0,329		24,700	8,620	0,988	0,345
	2,500	-0,823	1,000	-0,329		24,700	-13,240	0,988	-0,530

Fonte: Autor.

Figura 5.6 – Diagrama PQ no PAC com metade dos WECs com configuração de Q adicional (vermelho) e requisito mínimo do ONS (verde).



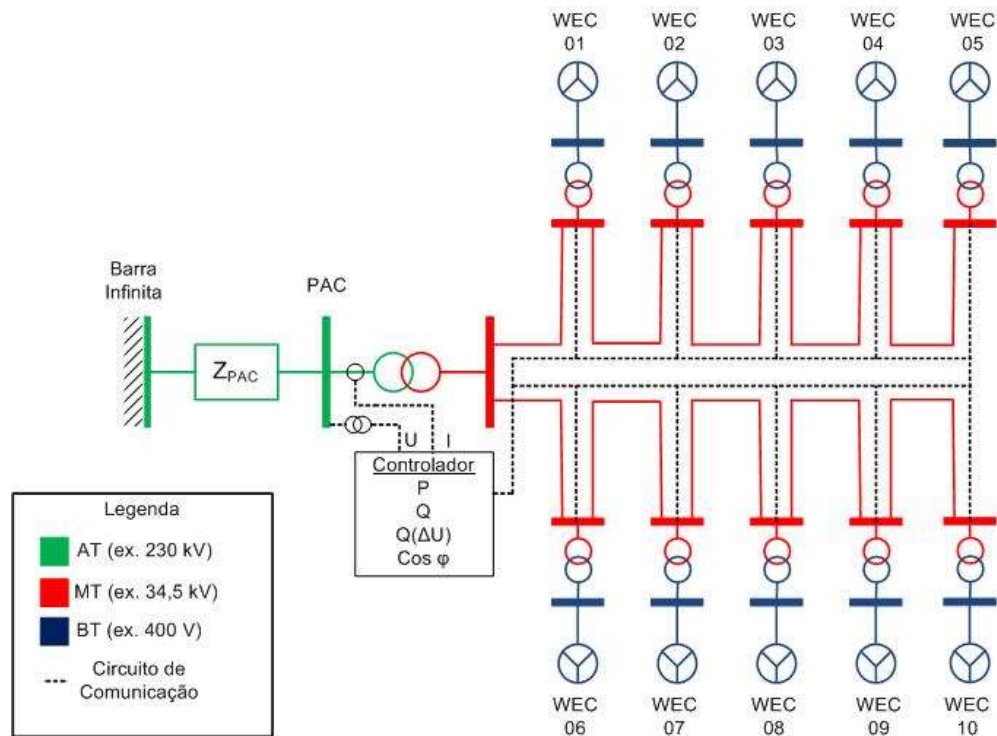
Fonte: Autor.

5.2 Controle de Tensão

Conforme foi descrito no item 4.2, a usina eólica deve ser capaz de utilizar sua capacidade de potência reativa de maneira dinâmica para contribuir com o controle de tensão da rede na qual a usina está conectada, e, o comportamento deste controle pode ser verificado com simulações no ANATEM.

A Figura 5.7 apresenta de maneira esquemática a topologia do controle de tensão utilizado no estudo de caso.

Figura 5.7 - Exemplo de diagrama esquemático de controlador de uma usina eólica.

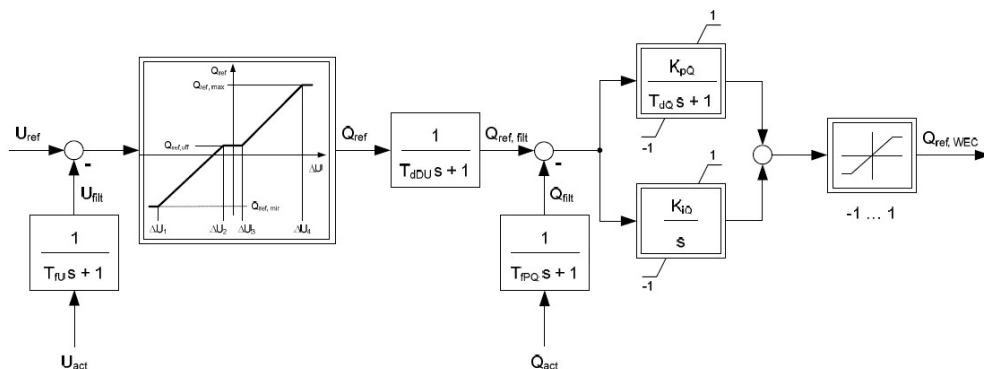


Fonte: Autor.

Para verificar o comportamento dinâmico do controle de tensão na usina eólica utilizada no estudo de caso deste capítulo, foi necessário utilizar o software ANATEM que permite a associação de modelos de CDU (controle definido por usuário) a equipamentos de geração de energia eólica [34].

No exemplo estudado, foi considerado o modelo do WEC ExF4r1.cdu [35] e o modelo EFCU07.cdu do controlador FCU (*Farm Control Unit*) [36] ambos fornecidos pelo fabricante ENERCON. A Figura 5.8 apresenta o diagrama de blocos do controlador FCU.

Figura 5.8 – Diagrama de Blocos do controle $Q(\Delta U)$ do FCU no modelo EFCU07.cdu



Fonte: ENERCON [36].

Além disso, com o objetivo de avaliar o impacto do WEC em redes elétricas de características diferentes, foram realizadas simulações modificando as impedâncias de conexão da usina eólica à barra infinita de maneira a simular uma rede fraca e uma rede forte. Os valores escolhidos para representar cada tipo de rede foram baseados na brochura técnica 671 do CIGRÉ [37].

Para cada cenário de rede deve ser assumido um determinado valor de relação de curto-circuito entre a usina eólica e a rede elétrica (RCC) e uma razão X/R da impedância no PAC (Z_{PAC}). Com estes valores é possível calcular a reatância e a resistência correspondentes para representar a conexão da usina eólica em cada caso no ANAREDE.

Primeiramente, calcula-se a potência de curto circuito em MVA considerando a RCC desejada e a potência nominal da usina eólica ($P_{eólica}$), como é mostrado na equação (5.1). Em seguida, na equação (5.2) calcula-se a potência de curto circuito do PAC em pu considerando a base de potência do ANAREDE (100 MVA).

$$RCC = \frac{S_{cc}}{P_{eólica}} \quad (5.1)$$

$$S_{cc}(pu) = \frac{S_{cc}}{S_{base}} \quad (5.2)$$

Como a relação X/R é conhecida, através da equação (5.3) é possível calcular o ângulo de fase da impedância Z_{PAC} , cujo módulo pode ser determinado através da equação (5.4).

$$\tan \varphi = \frac{X_{PAC}}{R_{PAC}} \quad (5.3)$$

$$Z_{PAC}(pu) = \frac{U^2(pu)}{S_{cc}(pu)} \quad (5.4)$$

Finalmente, a partir dos valores de Z_{PAC} e φ encontrados, calculam-se os valores de R_{PAC} e X_{PAC} como é mostrado nas equações (5.5) e (5.6).

$$R_{PAC}(pu) = Z_{PAC}(pu) \cdot \cos \varphi \quad (5.5)$$

$$X_{PAC}(pu) = Z_{PAC}(pu) \cdot \sin \varphi \quad (5.6)$$

Baseado em experiências internacionais [37] considerou-se que uma rede com relação de curto circuito de 40 e uma razão X/R de 15, pode ser considerada como forte e uma rede com relação de curto circuito de 4 e uma razão de X/R de 5, pode ser considerada como rede fraca.

A impedância da rede considerando cada um dos cenários foi calculada e o resumo dos resultados é apresentado na Tabela 5.9.

Tabela 5.9 - Resumo dados PAC calculados para simulação de controle de tensão.

	RCC	X/R	R _{PAC}	X _{PAC}
Rede forte	40	15	0,66%	9,98%
Rede fraca	4	5	19,6%	98,05%

Fonte: Autor.

Os valores de impedância do PAC para representar os dois casos foram incluídos no sistema a ser simulado no ANAREDE e cada caso com seu fluxo de potência convergido registrado no histórico do arquivo com a extensão SAV.

Em seguida, no ANATEM, para efetuar a simulação da dinâmica do controlador da usina eólica FCU, foi ajustado o arquivo de extensão STB que tem como entradas os casos simulados anteriormente no ANAREDE (arquivo SAV), além do arquivo CDU (controle definido pelo usuário) contendo os modelos do WEC e do controlador FCU.

No arquivo STB foram também utilizados o comando APCC (aplicação de curto circuito) no código de execução de eventos (DEVT), visando o ajuste do valor da tensão residual na barra onde foi aplicado o curto circuito.

No ajuste do controlador, foi considerada a curva do *droop* de tensão fixa e centrada no valor de 1 pu de tensão, ou seja, o *setpoint* do controlador é de 1 pu.

Foram então simulados dois eventos na barra do PAC com as seguintes tensões pós-falta: 1,02 pu (sobretensão) e 0,98 pu (subtensão).

Cada evento foi simulado para os dois casos de fluxo de potência do arquivo SAV.

Sendo assim, foram simuladas quatro situações: sobretensão com rede forte, sobretensão com rede fraca, subtensão com rede forte e subtensão com rede fraca. Em cada evento foi verificado através de medição dos valores de tensão e potência reativa na barra PAC, a influência do controle de tensão FCU na barra do PAC.

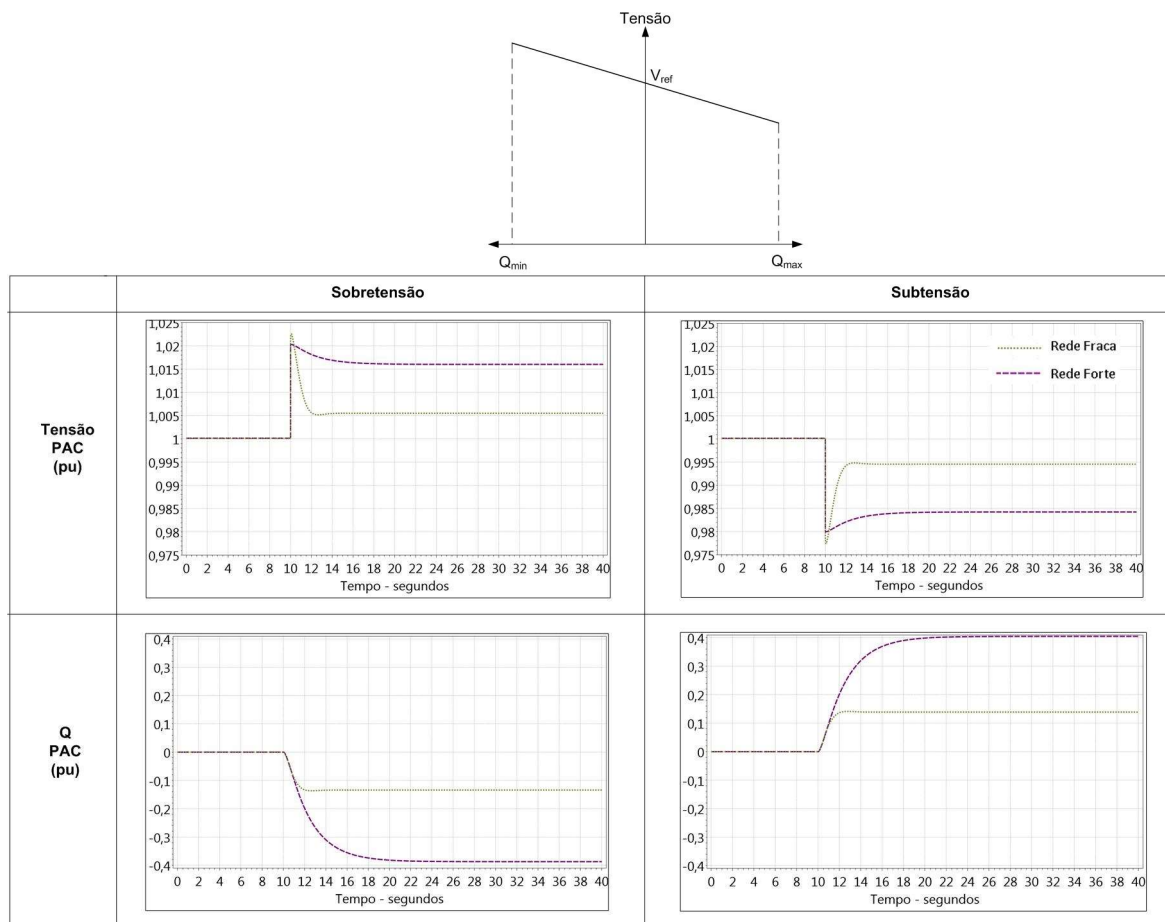
A Figura 5.9 resume a reação da usina eólica, através da quantidade de potência reativa injetada ou absorvida na barra do PAC, e a reação da rede elétrica,

através da medição da tensão na barra do PAC, em relação aos eventos simulados, com controle de *voltage droop* ativado.

É possível visualizar que em caso de sobretensão no PAC a usina passa a absorver corrente reativa na rede e no caso de subtensão, a usina passa a injetar corrente reativa. A quantidade de potência reativa é definida diretamente pela curva de *droop* ajustada no controlador.

Além disso, é possível observar que a influência da corrente reativa que é injetada ou absorvida pela usina na tensão do PAC depende fortemente da potência de curto circuito deste ponto. No caso de se conectar uma usina eólica a um ponto de rede forte, mesmo com a máxima contribuição possível da usina eólica, pode acontecer da tensão ser pouco modificada ou até mesmo permanecer inalterada. Já no caso de redes mais fracas, a influência das correntes injetadas pela usina eólica na tensão será mais importante.

Figura 5.9 - Exemplo de resposta do controle *voltage droop* em usina eólica para sobretensão e subtensão em dois tipos de rede.



Fonte: Autor.

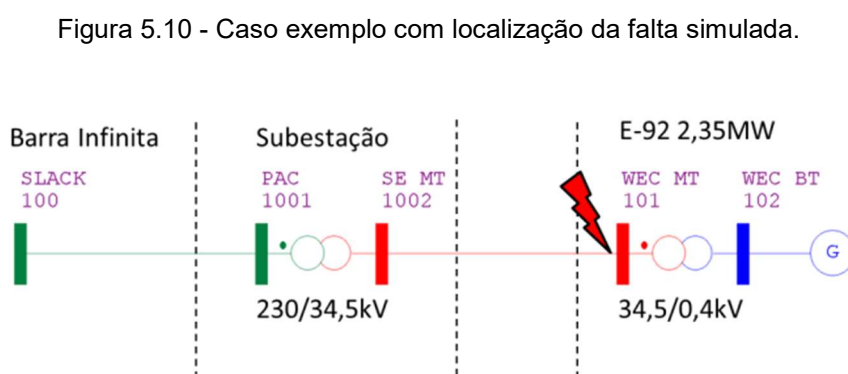
Na fase de planejamento do projeto eólico, o controle de tensão deve ser ajustado com o auxílio de ferramentas de simulação de sistemas elétricos de potência. No caso do Brasil tais simulações podem ser realizadas com o auxílio do software ANATEM utilizando a ferramenta CDU (controle definido pelo usuário) com o modelo fornecido pelo fabricante do controlador (normalmente o fabricante do WEC).

Como o ONS disponibiliza a base de dados da rede do SIN publicamente, através de tais simulações é possível verificar o comportamento dinâmico do controlador da usina eólica conectada ao PAC e, ajustar assim, os ganhos do controlador para cada projeto. Por fim, cabe a ressalva do modelo ser fornecido apenas no padrão do pacote de software, requerendo licença específica para poder carregar tais modelos.

5.3 Suportabilidade a subtensões e sobretensões (*Fault Ride Through*)

Conforme descrito no item 4.3, cada WEC deve ter a capacidade de se manter em funcionamento durante faltas na rede. Além disso, contribuir para a melhoria do sistema durante o distúrbio com a capacidade de corrente reativa disponível nos inversores. A verificação de tal requisito pode ser realizada através de simulações com o software ANATEM.

Foi considerado um caso exemplo composto por um WEC do tipo E-92 2,35 MW [38] com seu transformador interno de 0,4/34,5 kV, conectado a um circuito de média tensão (34,5 kV). O circuito de média tensão está conectado a uma subestação de 230kV (PAC), que por sua vez se conecta a uma barra infinita (100). A Figura 5.10 mostra o diagrama do caso exemplo e a localização da falta simulada na barra de média tensão do WEC (barra 101).



Fonte: Autor.

Para representar o WEC no ANATEM foi utilizado o modelo descrito pelo arquivo ExF4r1.cdu, que foi configurado considerando todos os parâmetros correspondentes do WEC E-92 2,35 MW FTQS e os ajustes de cada controle para cumprir com os requisitos do ONS.

O fabricante ENERCON permite o ajuste do WEC para responder em casos de distúrbios de tensão de duas formas: sem injeção de corrente durante falta (Zero Power Mode ou ZPM) ou com injeção controlada de corrente reativa durante falta (QU Mode ou QU2). Para cumprir com o requisito do ONS exibido na Figura 3.10 é necessário ajustar o modo QU2. Como a inclinação da curva de injeção de reativa não é fixa nos requisitos do ONS, foram utilizados valores de K indicados como orientação pelo fabricante nas simulações, sendo eles: K=3 para subtensão e K=10 para sobretensão.

A Tabela 5.10 lista os parâmetros utilizados no modelo ExF4r1 [35] que são relevantes para simular o comportamento do WEC frente a distúrbios de tensão.

Tabela 5.10 - Parâmetros ajustáveis do ExF4r1.cdu relevantes para a simulação de FRT.

Parâmetro	Descrição	Valor
STRAT	Estratégia de operação FRT(1=ZPM/2=QU2).	2
P_N	Potência ativa nominal (kW)	2350
I_MAX	Corrente máxima de curto-circuito (A)	4500
Q_MAX	Potência reativa máxima (exportação).	1500
Q_MIN	Potência reativa máxima (importação).	-1500
U_UVT	Tensão de acionamento do FRT para subtensão (<i>Under Voltage Ride Through</i>) (pu).	0.85
U_UVR	Tensão de retorno do FRT para subtensão (<i>Under Voltage Ride Through</i>) em (pu).	0.86
TD_UV	Tempo máximo de operação em FRT para subtensão(s).	5.0
U_OVT	Tensão de acionamento do FRT para sobretensão (<i>Over Voltage Ride Through</i>) (pu).	1.1
U_OVR	Tensão de retorno do FRT para sobretensão (<i>Over Voltage Ride Through</i>) (pu).	1.09
TD_OV	Tempo máximo de operação em FRT para sobretensão (s).	5.0
K_UVR	QU2: Fator K para subtensão	3.0
K_OVR	QU2: Fator K para sobretensão.	10.0

Fonte: Autor.

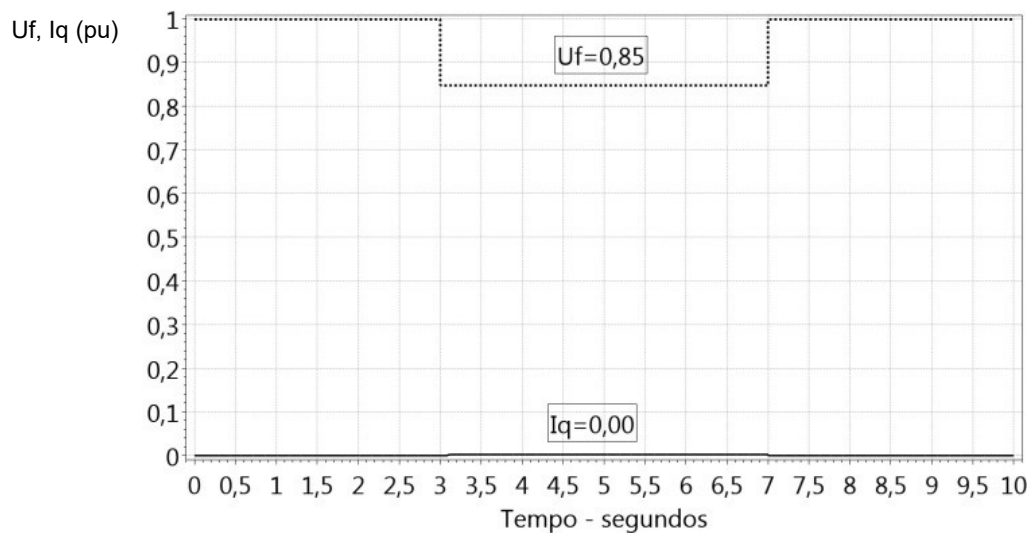
Considerando os parâmetros descritos na Tabela 5.10 foram simuladas no ANATEM situações de ocorrência de faltas com a duração de 4 segundos e diferentes níveis de tensão. Em cada evento foram medidas as correntes reativas injetadas e absorvidas pelo WEC. A Tabela 5.11 resume os valores encontrados nas simulações e as Figuras 5.11 a 5.16 apresentam as curvas resultantes de cada um dos casos avaliados. Para subtensões as correntes reativas são injetadas pelo WEC, caracterizando um comportamento capacitivo e para sobretensões as correntes reativas são absorvidas, caracterizando um comportamento indutivo.

Tabela 5.11 - Casos de FRT simulados no ANATEM.

Tensão residual durante a falta – U_f (pu)	Fator K	Corrente reativa – I_q (pu)
0,55	3	0,89
0,76	3	0,26
0,85	3	0,00
1,10	10	0,00
1,13	10	-0,31
1,16	10	-0,61

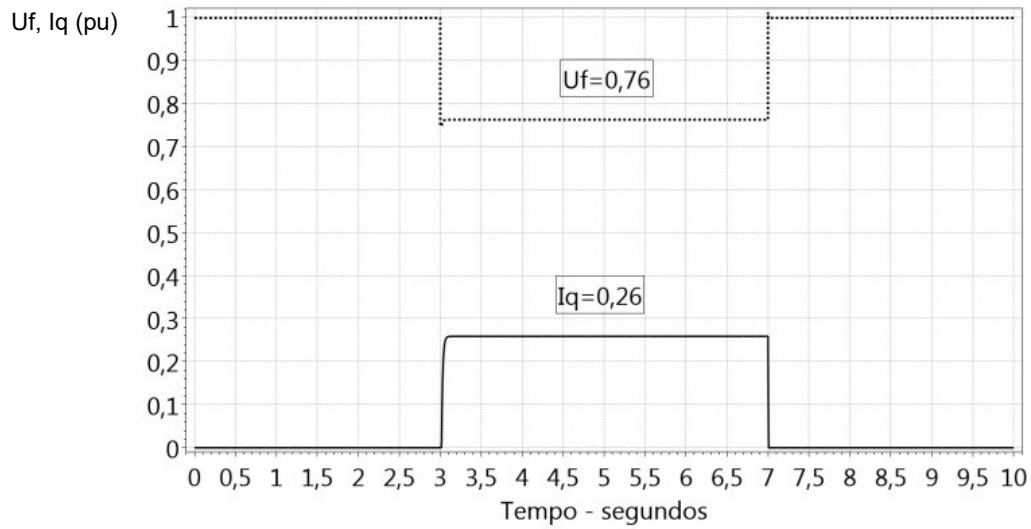
Fonte: Autor.

Figura 5.11 - Resposta do WEC durante FRT. $U_f=0,85$; $I_q=0$.



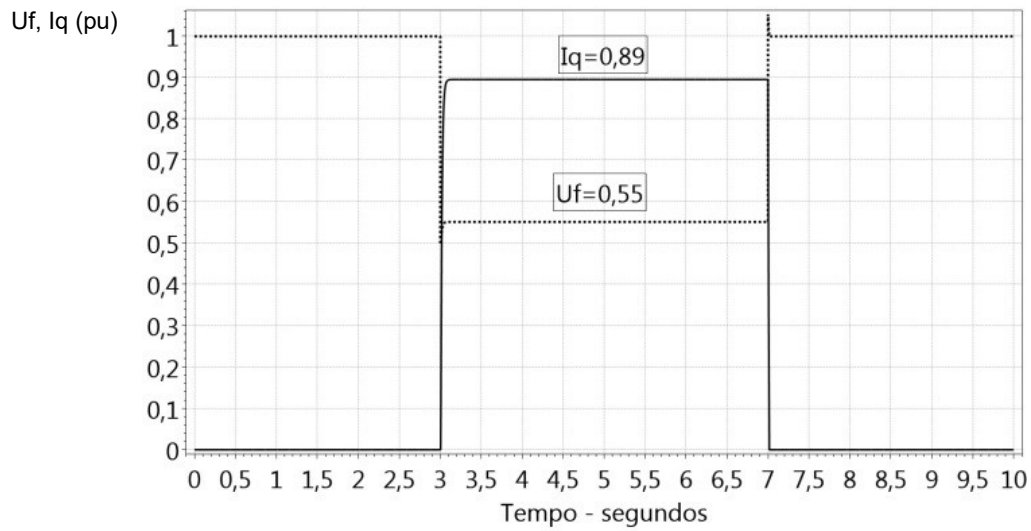
Fonte: Autor.

Figura 5.12 - Resposta do WEC durante FRT. $U_f=0,76$; $I_q=0,26$ (capacitivo).



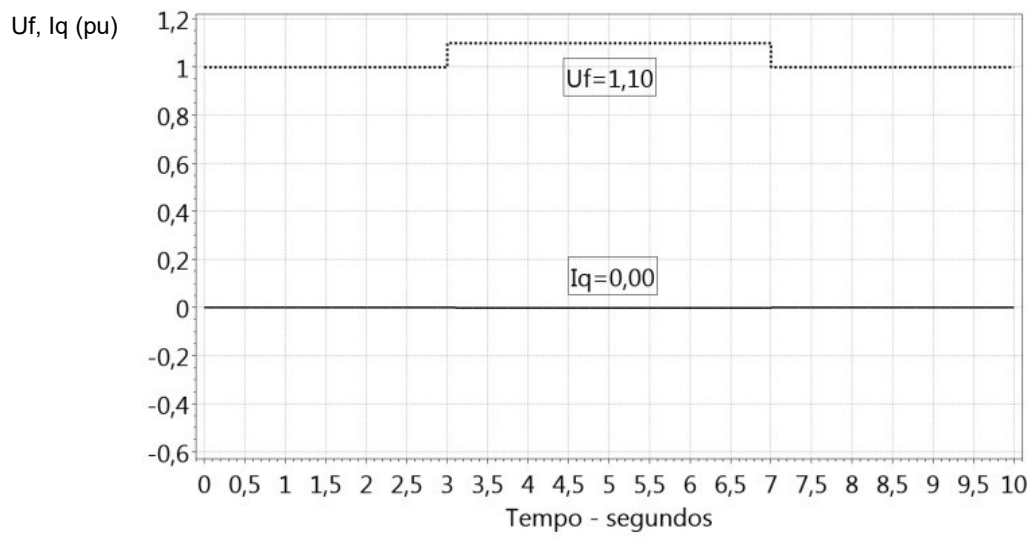
Fonte: Autor.

Figura 5.13 - Resposta do WEC durante FRT. $U_f=0,55$; $I_q=0,89$ (capacitivo).



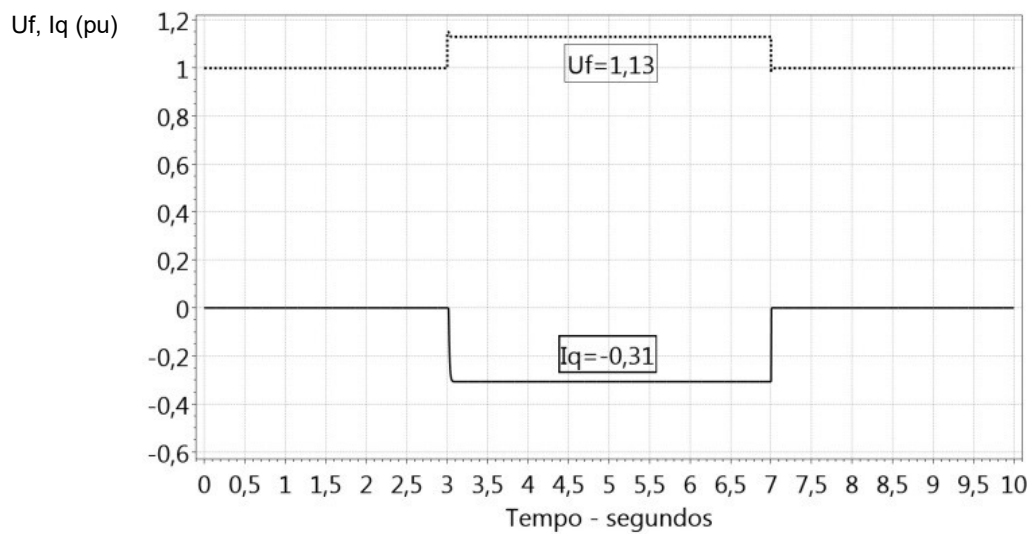
Fonte: Autor.

Figura 5.14 - Resposta do WEC durante FRT. $U_f=1,10$; $I_q=0$.

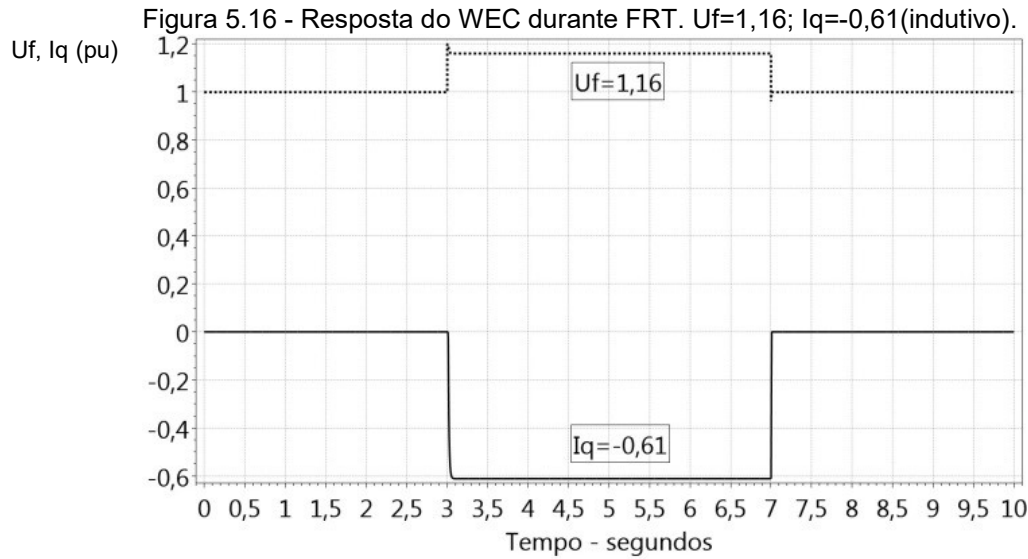


Fonte: Autor.

Figura 5.15 - Resposta do WEC durante FRT. $U_f=1,13$; $I_q=-0,31$ (indutivo).

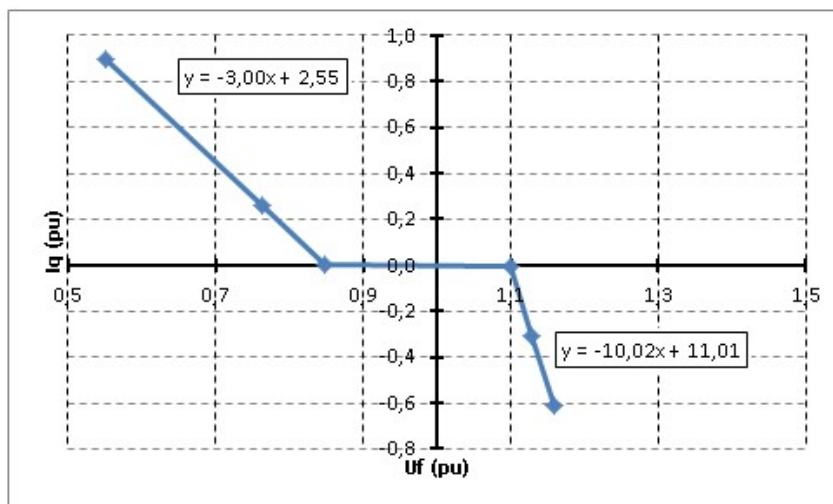


Fonte: Autor.



A interpolação dos resultados medidos resulta no gráfico da Figura 5.17 que ratifica o comportamento esperado do modelo para a curva característica do modo de operação QU2, com uma reta de inclinação $K=3$ para eventos de subtensão ($U < 0,85$ pu) e, uma reta de inclinação $K=10$ para eventos de sobretensão ($U > 1,1$ pu).

Figura 5.17 - Curva característica do modo QU2 ($I_q(U_f)$) obtida a partir dos resultados da simulação no ANATEM.

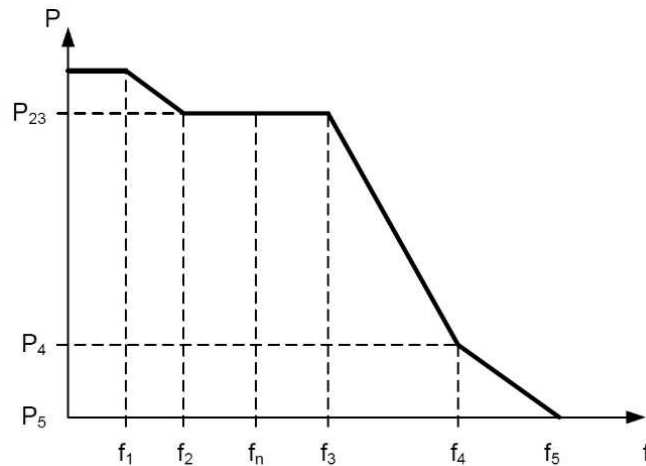


5.4 Resposta a distúrbios de frequência

Considerando o mesmo caso exemplo do item 5.3 e a metodologia proposta no item 4.4, foram simulados eventos de sobrefrequência e subfrequência para verificar o cumprimento aos requisitos listados no item 3.2.3.

No caso de sobrefrequências na rede foi utilizado o controle $P(f)$ limitando valor de P em função da frequência de acordo com a curva da Figura 5.18.

Figura 5.18 - Controle $P(f)$ dos WECs ENERCON.



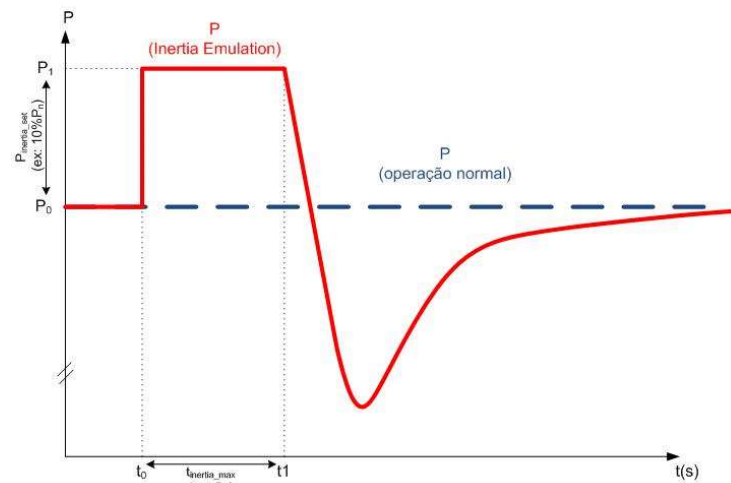
Fonte: ENERCON.

No caso de subfrequência a dificuldade técnica está na característica inerente da fonte eólica, ou seja, não é possível aumentar a potência do vento arbitrariamente.

Sendo assim, uma solução encontrada consiste da utilização da inércia sintética de acordo com o requisito do ONS mostrado na Figura 3.8, que no caso dos WECs usados para este estudo é denominada *Inertia Emulation*. Este controle permite ao WEC um incremento de potência ativa temporário acima da potência disponível no vento (até 10% de P_n por até 5 segundos).

Uma representação esquemática da resposta do controle pode ser visualizada na Figura 5.19.

Figura 5.19 - Controle *Inertia Emulation* dos WECs ENERCON.



Fonte: ENERCON.

5.4.1 Controle P(f) - Sobrefrequência

Para verificar o comportamento do controle P(f) do modelo ExF4r1 é necessário aplicar uma variação da frequência medida nos terminais do WEC. O modelo possui um parâmetro que pode ser modificado pelo usuário correspondente a este valor de frequência.

Além disso, os parâmetros correspondentes ao controle P(f) devem ser ajustados para que a curva de resposta do WEC apresentada na Figura 5.18 tenha o mesmo comportamento da curva exigida pelo ONS dada na Figura 3.7. Assim os parâmetros que atendem estes aspectos estão descritos na Tabela 5.12.

Tabela 5.12 - Parâmetros do ExF4r1.cdu relevantes para a simulação do controle P(f) para sobrefrequências.

Parâmetro	Descrição	Valor
PFCRF	Referência do controle P(f): 0=Potência nominal; 1=Potência instantânea	1
F_1	Limite de frequência 1	59,8
F_2	Limite de frequência 2	60
F_3	Limite de frequência 3	60.2
F_4	Limite de frequência 4	62.5
F_5	Limite de frequência 5	63
F_RT	Frequência de retorno	63
P23	Reserva de potência durante operação normal (caso não haja reserva o valor deve ser ajustado para 1)	1
P_4	Potência limite para F_4	0.3
P_5	Potência limite para F_5	0.3

Fonte: Autor.

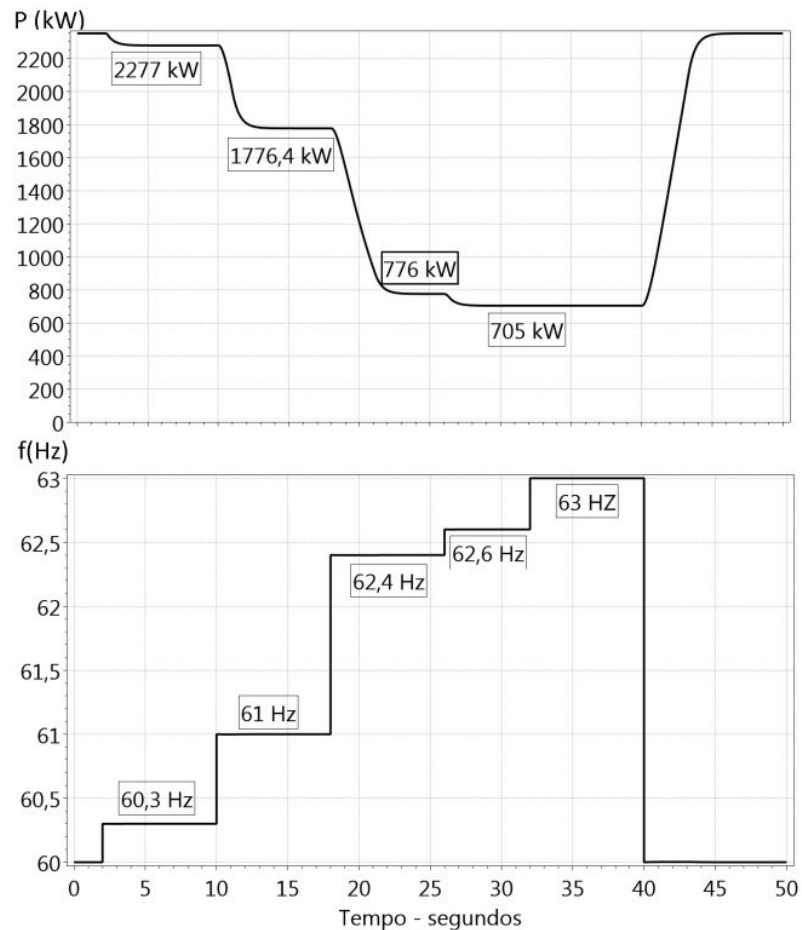
Com o modelo ajustado foram realizadas simulações no ANATEM variando a frequência de referência do WEC entre 60,3 Hz e 63 Hz e medindo-se a resposta de potência ativa do WEC. A Tabela 5.13 e a Figura 5.20 resumem os resultados obtidos na simulação. Com base na tabela dos resultados obtidos foi possível traçar a curva característica do controle P(f) do WEC. O resultado é mostrado na Figura 5.21, comprovando a capacidade do sistema em efetuar o controle P(f) na sobrefrequência.

Tabela 5.13 - Resposta do controle P(f) simulada no ANATEM.

F (Hz)	P (kW)	P (pu)
60	2350	1,000
60,3	2277	0,969
61	1776,4	0,756
62,4	776	0,330
62,6	705	0,300
63	705	0,300

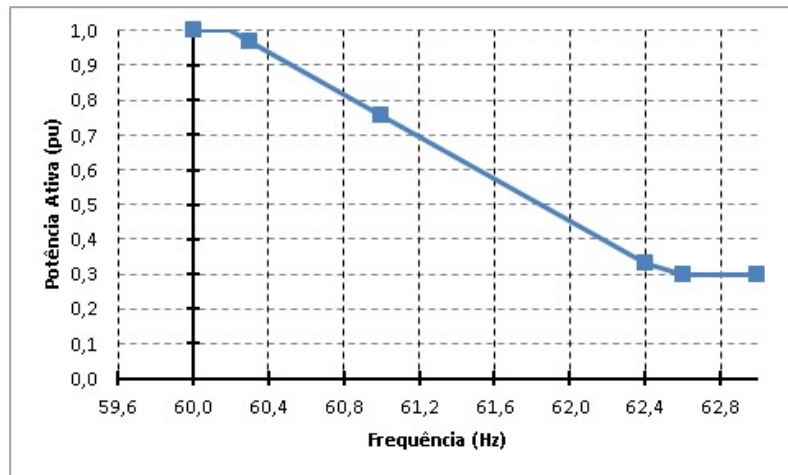
Fonte: Autor.

Figura 5.20 - Resposta do controle P(f) simulada no ANATEM



Fonte: Autor.

Figura 5.21 - Curva característica do controle P(f) obtida a partir dos resultados da simulação no ANATEM



Fonte: Autor.

5.4.2 Controle *Inertia Emulation* - Subfrequência

Como a funcionalidade de *Inertia Emulation* corresponde à resposta do WEC a subfrequências, a simulação no ANATEM foi realizada aplicando-se um degrau de redução de frequência para um valor abaixo do valor de acionamento da funcionalidade.

Os parâmetros do modelo ExF4r1 correspondentes ao controle de *Inertia Emulation* foram ajustados com base nos requisitos do ONS descritos no item 3.2.3 e são listados na Tabela 5.14.

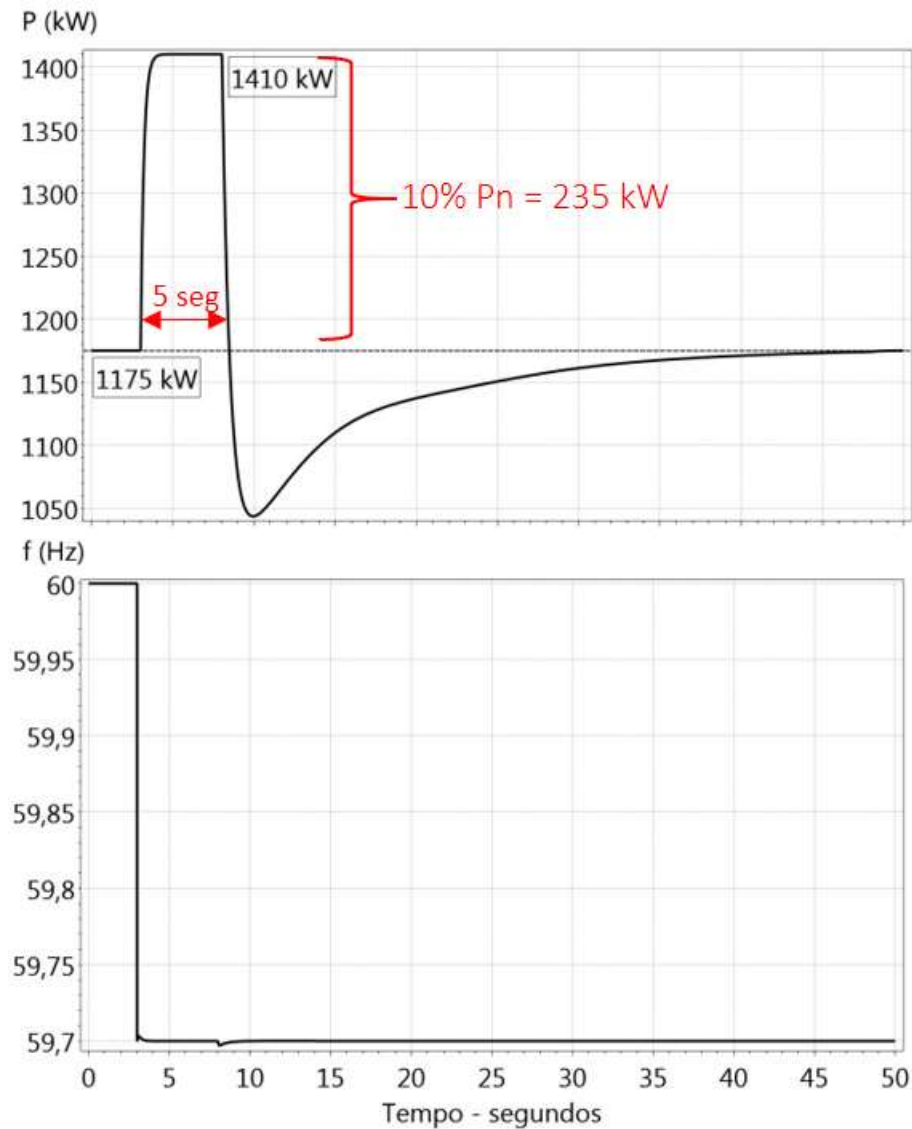
Tabela 5.14 - Parâmetros do ExF4r1.cdu relevantes para a simulação do controle *Inertia Emulation*.

Parâmetro	Descrição	Valor
IECTR	Ativação do controle de Inércia. (0=desativado e 1=ativado)	1
FIETG	Frequência de ativação do controle de inércia (Hz).	59.8
FIEMN	Frequência mínima do controle de Inércia (Hz).	59.79
PIEST	Adicional de potência ativa durante o controle de Inércia (%Pnominal)	10
TIEMX	Tempo máximo do controle de Inércia (s)	5.0
FIERT	Frequência de retorno do controle (Hz)	59.8

Fonte: Autor.

Considerando estes parâmetros foi simulada uma situação tomando a existência de um distúrbio de frequência de $\Delta f = -0,3$ Hz e medida a resposta de potência ativa do WEC considerando a potência ativa pré-distúrbio de $P=0,5$ pu (1175 kW). Os resultados são apresentados na Figura 5.22.

Figura 5.22 - Resposta do controle *Inertia Emulation* simulada no ANATEM.



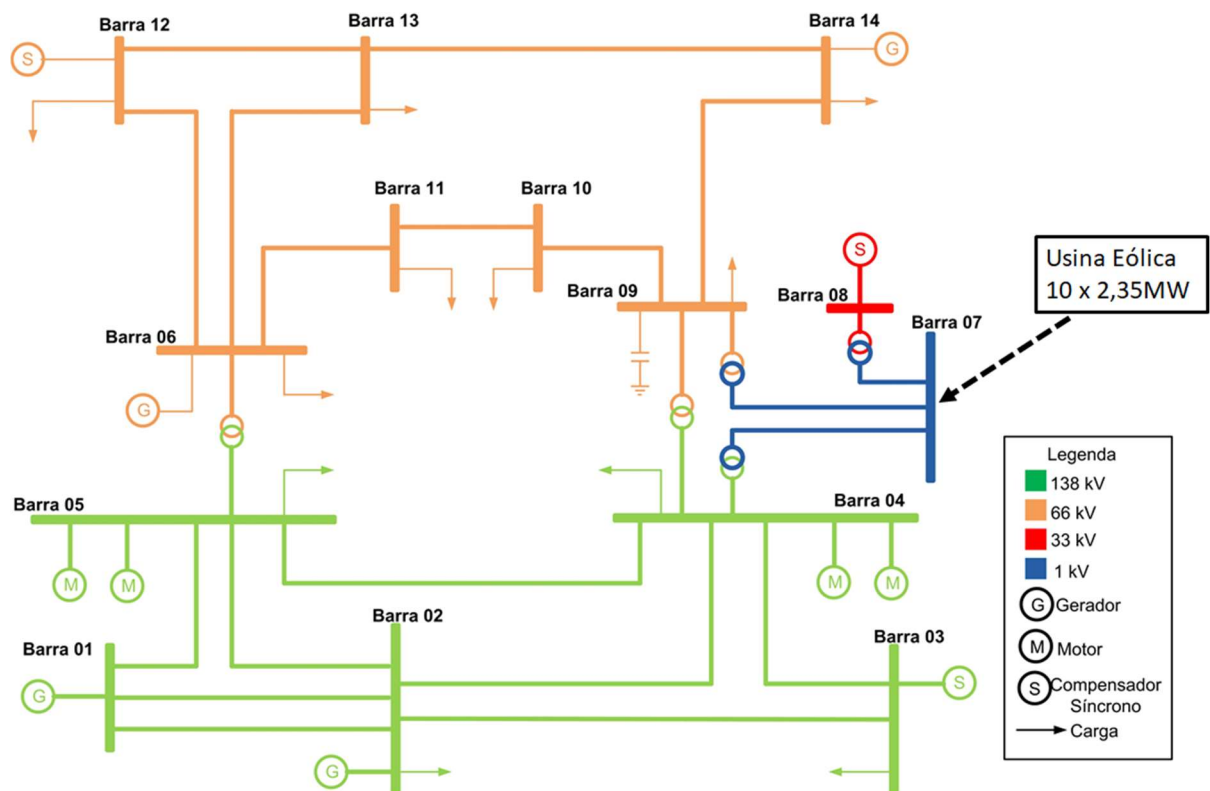
Fonte: Autor.

É possível notar que o WEC passa a injetar 235 kW de potência ativa adicional (10% de P_n) por 5 segundos, exatamente como é descrito no requisito do ONS. Destaca-se também que, após o desligamento da funcionalidade, o WEC não retorna imediatamente a injetar a potência ativa pré-distúrbio, visto que é necessário recuperar a energia utilizada durante a ativação do recurso. O tempo e a magnitude desta recuperação de inércia dependem das condições locais de cada projeto.

Para observar o comportamento da funcionalidade *Inertia Emulation* no caso de um evento de subfrequência mais realista, foi realizada uma segunda simulação, utilizando o sistema IEEE 14 barras e, conectou-se uma usina eólica de 10 WECs na barra 7, operando em sua capacidade nominal, ou seja, 23,5 MW. A representação gráfica deste sistema pode ser visualizada na Figura 5.23.

O Sistema IEEE 14 barras é largamente utilizado no meio acadêmico para estudos de sistemas de potência e seus dados nos formatos adotados pelos softwares do CEPEL são disponibilizados como casos de exemplo ao instalar-se os softwares [32] [34].

Figura 5.23 – Usina eólica de 23,5 MW conectado a barra 7 do sistema IEEE 14 barras.



Fonte: Autor.

O modelo de WEC utilizado foi o mesmo da simulação anterior, inclusive com os parâmetros de ativação da funcionalidade exigida pelo ONS.

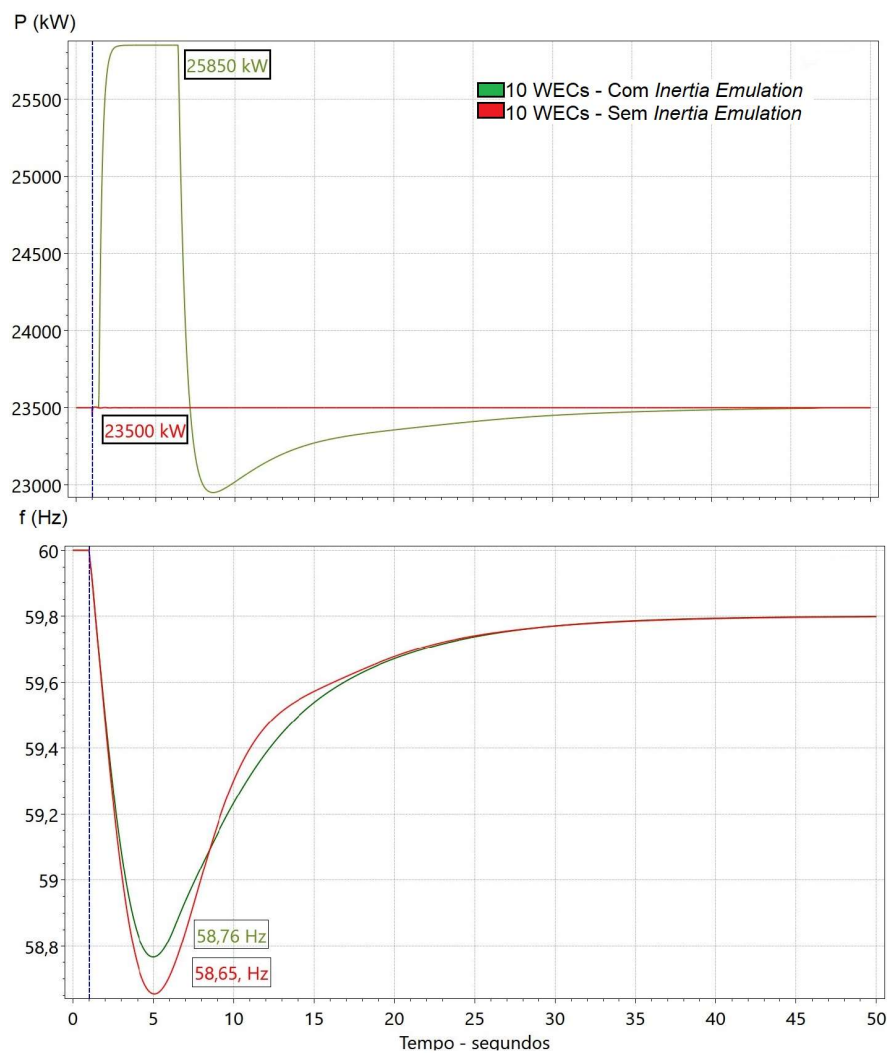
Para obter um evento de subfrequência no sistema apresentado, foi simulada no ANATEM a desconexão brusca de 28,3 MW de geração do sistema através da desconexão do gerador conectado a barra 2. Este evento gera um distúrbio na frequência pelo desequilíbrio entre geração e carga. Na Figura 5.24 é possível comparar

a reação da frequência do sistema considerando dois casos: em vermelho, a usina eólica está conectada sem a funcionalidade de *Inertia Emulation* e, em verde, os WECs estão com a funcionalidade ativada. Neste caso, quando a frequência atinge o patamar de 59,8 Hz, os WECs ativam o modo de *Inertia Emulation*, injetando 10% de P_n adicionais por um período máximo de 5 segundos.

O comparativo das curvas no gráfico permite observar o perfil de afundamento de frequência no caso da desconexão de um gerador importante para o sistema e a reação da usina eólica a este evento.

Além disso, ao comparar-se os dois casos simulados, é possível observar que, a potência adicional injetada pelos WECs contribui para a redução da severidade do afundamento de frequência.

Figura 5.24 – Resultados de simulação no ANATEM de subfrequência no sistema IEEE 14 barras considerando usina eólica de 23,5 MW com e sem *Inertia Emulation*.



Fonte: Autor.

5.5 Qualidade de Energia

Para exemplificar a metodologia proposta no item 4.5, o estudo de caso considerou a usina eólica exemplo utilizada no item 5.1.1. conectada a duas redes exemplo: IEEE 14 barras fornecido como exemplo nos formatos ANATEM e ANAREDE pelo CEPEL e o Sistema-Teste Brasileiro de 16 barras (STB-16) proposto em [31].

Além disso, foram considerados três diferentes tipos de WEC com o objetivo de avaliar o impacto de diferentes fontes harmônicas nos estudos. Os valores de corrente harmônica de cada WEC foram extraídos de outros estudos [39] [40] [41]. Os dados e premissas de cada caso são detalhados nas seções seguintes.

5.5.1 Rede Externa

Para a realização dos estudos de harmônicos de conexão de uma usina eólica de acordo com [7], os dados da rede externa (SIN) a ser considerada são disponibilizados na página do ONS.

Para a realização do estudo de caso apresentado neste trabalho não foi possível utilizar estes dados visto que a versão acadêmica do software é limitada ao uso de 30 barras.

Portanto, foram utilizadas como premissas de rede externa dois sistemas de teste: O Sistema IEEE 14 barras e o Sistema-Teste Brasileiro de 16 barras (STB-16).

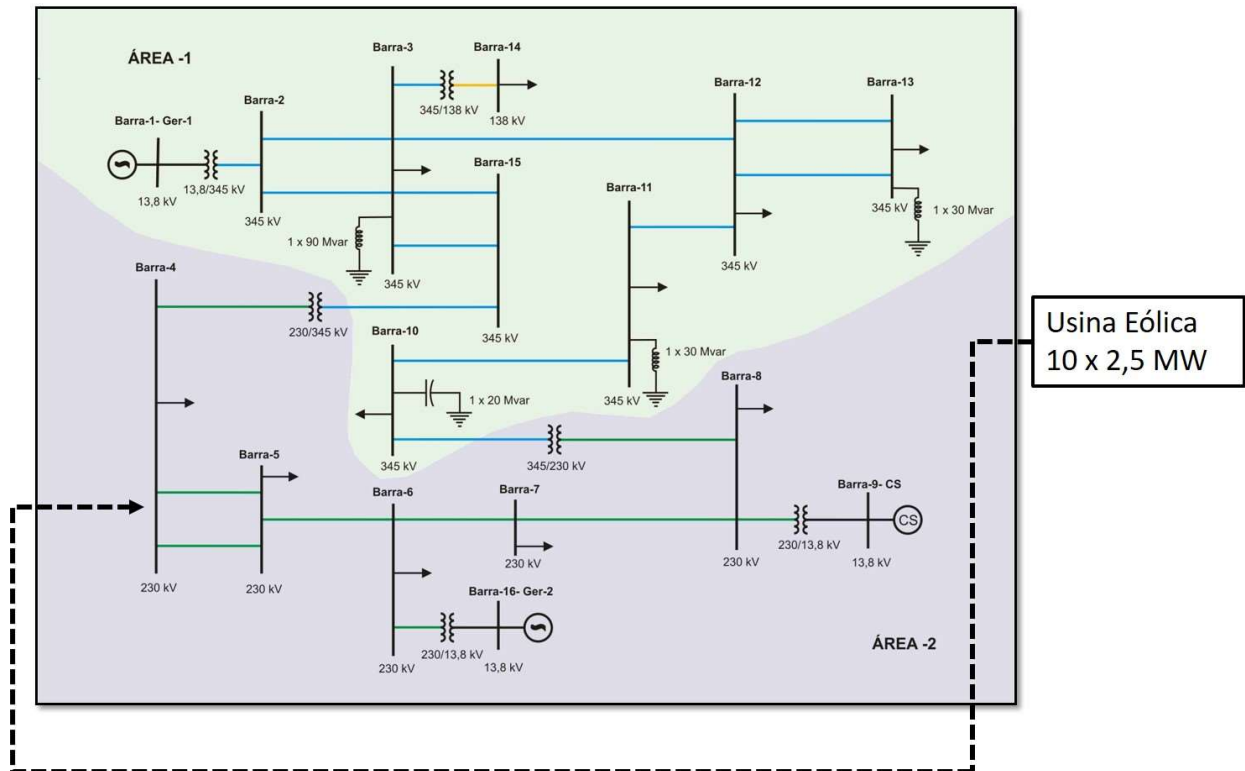
O Sistema IEEE 14 barras já foi apresentado no item 5.4.2 e os mesmos dados de rede utilizados para a simulação de *Inertia Emulation* podem ser utilizadas para a representação da rede externa no HarmZs.

O Sistema STB-16 é parte de um conjunto de redes de teste publicadas em [31] no qual o autor elaborou casos de 9, 16, 33, 65 e 107 barras considerando partes do sistema elétrico brasileiro e todos os dados estão disponíveis nos formatos dos softwares do CEPEL em [42]

Sendo assim, foram escolhidos três PACs para a conexão da usina eólica para a realização dos estudos de caso apresentados neste trabalho:

- Rede A: PAC na barra 4 na rede IEEE 14 barras (Figura 5.25);
- Rede B: PAC na barra 8 na rede STB-16 (Figura 5.26);
- Rede C: PAC na barra 4 na rede STB-16 (Figura 5.27).

Figura 5.27 - Rede C: PAC na barra 4 na rede STB-16.



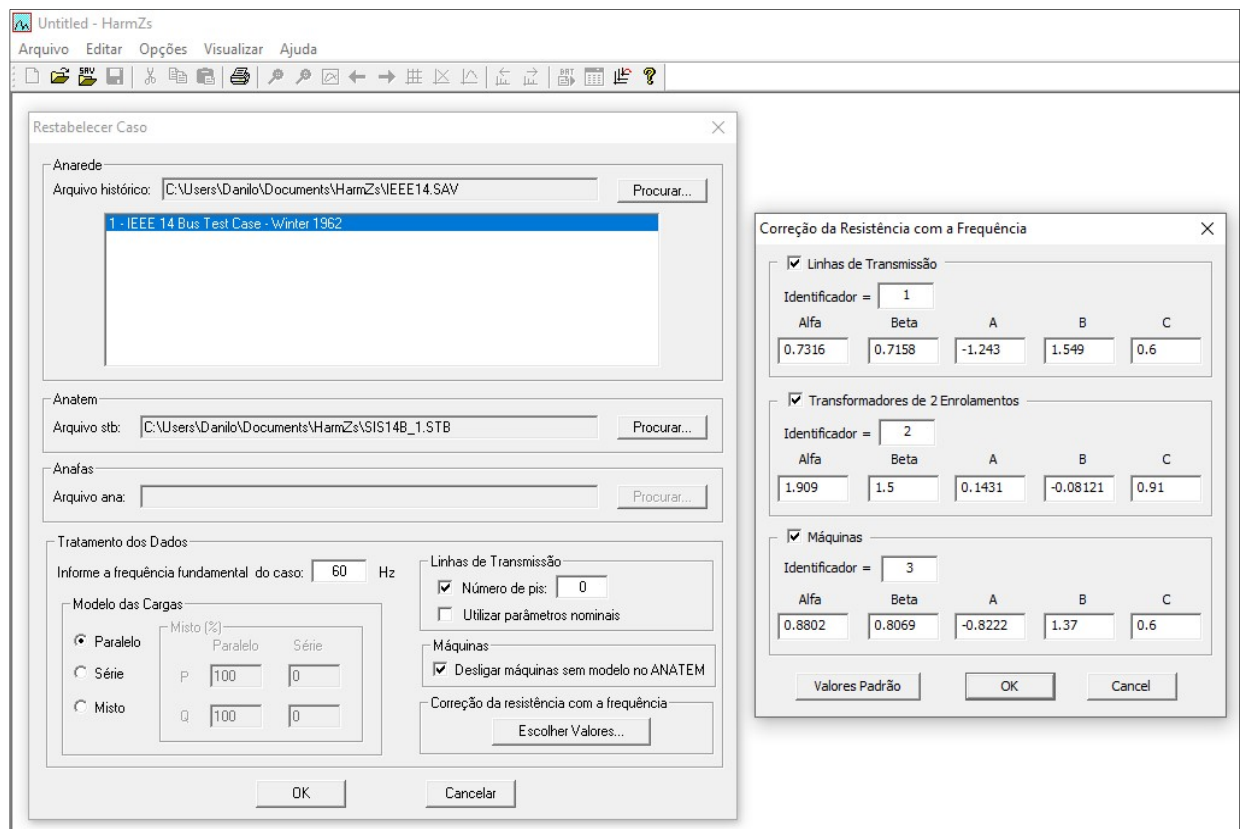
Fonte: Autor (adaptado de [42]).

Com os arquivos representativos de cada caso de rede externa no formato dos softwares do CEPEL (ANAREDE e ANATEM), foram calculadas as nuvens de pontos de impedâncias harmônicas de cada caso no software HarmZs seguindo as seguintes etapas:

- Abrir os dados do fluxo de potência através do histórico do ANAREDE (arquivo SAV) diretamente no software HarmZs. (Figura 5.28);
- Associar a este caso os dados das máquinas do sistema no ANATEM (arquivo STB). (Figura 5.28);
- Configurar os detalhes de simulação, tais como, modelo de linha de transmissão e correção da resistência com a frequência. No estudo de caso apresentado neste trabalho foram utilizados o modelo de correção hiperbólica para a modelagem das linhas e a correção das resistências foi realizada com os parâmetros propostos pelo CEPEL. Em [7] o ONS define quais ajustes devem ser utilizados quando o estudo for utilizado para a conexão ao SIN.(Figura 5.28);

- Com a rede de interesse carregada no HarmZs, utilizar a ferramenta de criação de arquivo BATCH dentro do “Método do Lugar Geométrico” com o objetivo de realizar várias contingências e criar o arquivo de pontos correspondentes a impedância harmônica em cada um dos casos. (Figura 5.29);
- Carregar e executar o arquivo BAT para a criação do arquivo PRX, salvando este arquivo como representação das impedâncias harmônicas da rede externa para ser utilizado na próxima fase do estudo.(Figura 5.29).

Figura 5.28 - Abertura da rede no software HarmZs.



Fonte: Autor

Figura 5.29 - Criação de arquivo Batch para cálculo de nuvem de pontos de impedâncias harmônicas em diversas contingências na rede.

Criação de Novo Arquivo Batch - LG

Nome do Novo Arquivo Batch
 Procurar...

Nome do Arquivo PRX (Comando PLANORX)
 Procurar...

Barra de Acoplamento Comum - PAC
 Barra PAC:

Faixa de Frequências
 Freq. Min. (Hz) Freq. Max. (Hz) Passo (Hz)

Contingências
 Número de Vizinhaças: Iniciar contagem de contingências a partir de:
☐ Incluir elementos desligados
☒ DLIN ☒ DLTf ☒ DEQP ☒ DTR2 ☒ DTR3 ☒ DCRG ☒ DMAQ ☒ DMOT

Barra DE	Barra Para	Barra Extra	Circuito	Estado	Tipo	Vizinhaça	Nome Contingência
4	0	0	1	1	DCRG	0	CONT 1
2	4	0	1	1	DLIN	1	CONT 2
2	0	0	1	1	DCRG	1	CONT 3
3	4	0	1	1	DLIN	1	CONT 4
3	0	0	1	1	DCRG	1	CONT 5
4	5	0	1	1	DLIN	1	CONT 6
5	0	0	1	1	DCRG	1	CONT 7
4	7	0	1	1	DTR2	1	CONT 8

Fonte: Autor.

5.5.2 Rede Interna e Aerogeradores

A rede interna da usina eólica deve ser modelada em detalhes contendo os dados dos transformadores e os cabos para que o HarmZs possa modelar o equivalente Norton do sistema de maneira satisfatória. Além disso, devem ser utilizados dados de medição de corrente harmônica dos WECs para a inserção no software como fontes de harmônicos.

No estudo de caso, a rede interna foi modelada para as análises do item 5.1 e, para as correntes harmônicas de cada WEC, foram considerados três exemplos diferentes extraídos de outros trabalhos:

- O WEC 1 representa o uso do modelo referenciado em [39], o qual possui capacidade nominal de $P_n = 2 \text{ MW}$, $U_n = 400 \text{ V}$ e $I_n = 2887 \text{ A}$;
- O WEC 2 representa o uso do modelo referenciado em [40], o qual possui capacidade nominal de $P_n = 2 \text{ MW}$, $U_n = 690 \text{ V}$ e $I_n = 1673 \text{ A}$;
- O WEC 3 representa o uso do modelo referenciado em [41], o qual possui capacidade nominal de $P_n = 1,5 \text{ MW}$, $U_n = 620 \text{ V}$ e $I_n = 1398 \text{ A}$.

Em cada uma das referências os autores apresentam uma tabela de correntes harmônicas medidas nos terminais de baixa tensão de um WEC de acordo com a norma IEC 61400-21. Esta tabela fornece os valores em percentual da corrente nominal para cada ordem harmônica entre $h=2$ e $h=50$.

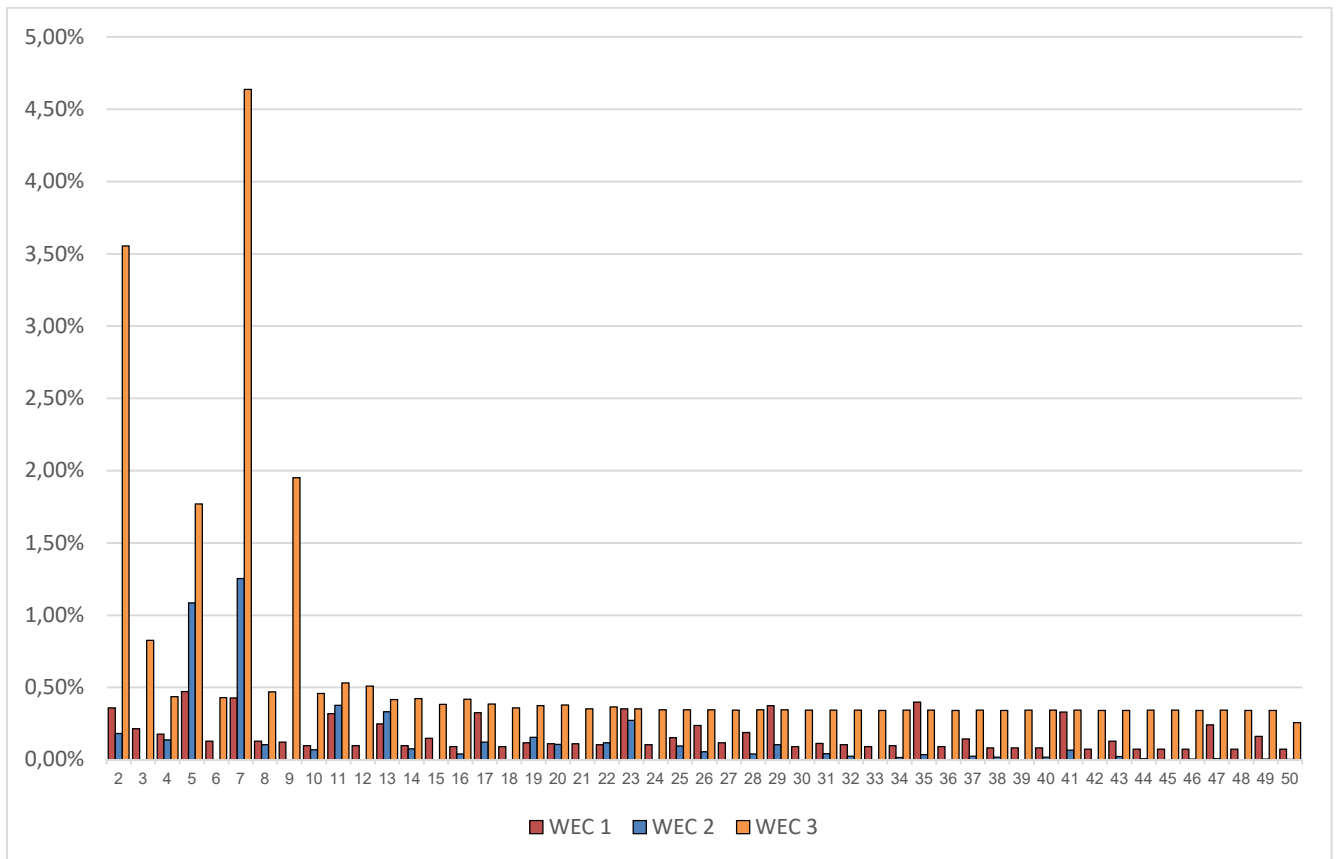
Como o estudo de caso apresentado neste trabalho utiliza WECs com valores nominais diferentes ($P_n = 2,5 \text{ MW}$, $U_n = 400 \text{ V}$ e $I_n = 3612 \text{ A}$) a tabela com os valores de corrente harmônica de cada um dos modelos adotados foi adaptada, ou seja, foram considerados os mesmos valores de corrente em percentual da corrente nominal e os valores em amperes foram recalculados considerando o valor de corrente nominal do estudo de caso. A tabela com os valores medidos em cada caso e os valores calculados para o estudo de caso (colunas em destaque) são apresentados na Tabela 5.15 e um gráfico comparando as emissões harmônicas de cada modelo é apresentado na Figura 5.30.

Tabela 5.15 – Correntes harmônicas de três modelos de WECs.

h (ordem)	WEC 1			WEC 2			WEC 3		
	Ih (%)	Ih (A) [In = 2887 A]	Ih (A) [In = 3612 A]	Ih (%)	Ih (A) [In = 1673 A]	Ih (A) [In = 3612 A]	Ih (%)	Ih (A) [In = 1398 A]	Ih (A) [In = 3612 A]
1	99,97%	2887,00	3610,75	98,01%	1639,67	3540,05	-	-	-
2	0,36%	10,39	12,99	0,18%	3,06	6,61	3,56%	49,72	128,41
3	0,22%	6,23	7,79	0,00%	0,00	0,00	0,83%	11,57	29,89
4	0,18%	5,14	6,43	0,14%	2,29	4,95	0,44%	6,10	15,76
5	0,47%	13,63	17,05	1,08%	18,15	39,19	1,77%	24,75	63,92
6	0,13%	3,70	4,63	0,00%	0,00	0,00	0,43%	6,01	15,52
7	0,43%	12,36	15,46	1,25%	21,00	45,33	4,64%	64,85	167,49
8	0,13%	3,72	4,65	0,10%	1,76	3,79	0,47%	6,59	17,01
9	0,12%	3,55	4,44	0,00%	0,00	0,00	1,95%	27,28	70,46
10	0,10%	2,83	3,54	0,07%	1,17	2,53	0,46%	6,41	16,56
11	0,32%	9,21	11,52	0,38%	6,31	13,62	0,53%	7,45	19,24
12	0,10%	2,83	3,54	0,00%	0,00	0,00	0,51%	7,12	18,40
13	0,25%	7,19	8,99	0,33%	5,55	11,99	0,42%	5,84	15,09
14	0,10%	2,83	3,54	0,08%	1,29	2,78	0,42%	5,92	15,29
15	0,15%	4,27	5,34	0,00%	0,00	0,00	0,38%	5,36	13,85
16	0,09%	2,63	3,29	0,04%	0,67	1,44	0,42%	5,86	15,13
17	0,33%	9,41	11,77	0,12%	2,04	4,41	0,39%	5,41	13,97
18	0,09%	2,63	3,29	0,00%	0,00	0,00	0,36%	5,03	13,00
19	0,12%	3,38	4,23	0,15%	2,59	5,60	0,38%	5,25	13,55
20	0,11%	3,20	4,00	0,11%	1,79	3,86	0,38%	5,30	13,68
21	0,11%	3,20	4,00	0,00%	0,00	0,00	0,35%	4,94	12,75
22	0,10%	3,03	3,79	0,12%	1,96	4,23	0,37%	5,11	13,19
23	0,35%	10,16	12,71	0,27%	4,57	9,86	0,35%	4,95	12,78
24	0,10%	3,03	3,79	0,00%	0,00	0,00	0,35%	4,84	12,51
25	0,15%	4,42	5,53	0,09%	1,59	3,43	0,35%	4,85	12,53
26	0,24%	6,87	8,59	0,06%	0,95	2,06	0,35%	4,83	12,48
27	0,12%	3,38	4,23	0,00%	0,00	0,00	0,34%	4,80	12,39
28	0,19%	5,46	6,83	0,04%	0,67	1,44	0,35%	4,83	12,47
29	0,38%	10,85	13,57	0,10%	1,74	3,75	0,35%	4,83	12,48
30	0,09%	2,63	3,29	0,00%	0,00	0,00	0,34%	4,81	12,41
31	0,11%	3,29	4,11	0,04%	0,72	1,55	0,34%	4,82	12,45
32	0,10%	3,03	3,79	0,02%	0,42	0,90	0,34%	4,80	12,40
33	0,09%	2,63	3,29	0,00%	0,00	0,00	0,34%	4,79	12,37
34	0,10%	2,83	3,54	0,02%	0,28	0,61	0,34%	4,81	12,41
35	0,40%	11,55	14,45	0,04%	0,60	1,30	0,34%	4,80	12,40
36	0,09%	2,63	3,29	0,00%	0,00	0,00	0,34%	4,78	12,36
37	0,14%	4,16	5,20	0,02%	0,42	0,90	0,34%	4,80	12,41
38	0,08%	2,40	3,00	0,02%	0,30	0,65	0,34%	4,78	12,35
39	0,08%	2,40	3,00	0,00%	0,00	0,00	0,34%	4,81	12,41
40	0,08%	2,40	3,00	0,02%	0,30	0,65	0,34%	4,80	12,38
41	0,33%	9,53	11,92	0,07%	1,10	2,38	0,34%	4,80	12,38
42	0,07%	2,14	2,68	0,00%	0,00	0,00	0,34%	4,78	12,34
43	0,13%	3,72	4,65	0,02%	0,38	0,83	0,34%	4,79	12,37
44	0,07%	2,14	2,68	0,01%	0,13	0,29	0,34%	4,80	12,39
45	0,07%	2,14	2,68	0,00%	0,00	0,00	0,34%	4,79	12,38
46	0,07%	2,14	2,68	0,00%	0,08	0,18	0,34%	4,78	12,35
47	0,24%	7,01	8,77	0,01%	0,13	0,29	0,34%	4,80	12,40
48	0,07%	2,14	2,68	0,00%	0,00	0,00	0,34%	4,79	12,36
49	0,16%	4,68	5,85	0,00%	0,08	0,18	0,34%	4,79	12,36
50	0,07%	2,14	2,68	0,00%	0,05	0,11	0,26%	3,61	9,31

Fonte: Autor.

Figura 5.30 - Correntes harmônicas de três modelos de WECs



Fonte: Autor.

A observação dos dados de medição de corrente harmônica apresentados permite algumas análises iniciais:

- Os dados apresentados nas três referências correspondem a medições de acordo com a norma IEC 61400-21, conforme mencionado no item 2.1, ou seja, as correntes harmônicas correspondem a medições realizadas em WECs instalados em campo e representam, não somente a emissão harmônica dos conversores, mas também, contabilizam o efeito dos harmônicos de *background* da rede na qual estes equipamentos estão instalados;
- O WEC 1 apresenta o melhor resultado de medição dentre os três modelos apresentados;

- O WEC 2 apresenta valores mais críticos nas ordens 5 e 7 (acima de 1%);
- O WEC 2 não possui medições nas ordens múltiplas de 3 pois o autor de [40] considerou que o tipo de ligação do transformador elevador do WEC (delta no lado de média tensão) permite a propagação de tais ordens harmônicas para o resto da rede, visto que o transformador atuaria como filtro de sequência zero. Tal premissa é discutível, já que os sistemas nos quais os WECs são conectados não são necessariamente equilibrados. A única maneira de verificar qual a magnitude das correntes que seriam filtradas pelos transformadores seria a realização de medições no lado de média tensão do WEC, as quais não estão disponíveis.
- O WEC 3 possui valores de distorção consideravelmente mais altos do que os outros modelos. Destacando as ordens 2, 5, 7 e 9 com valores entre 1,77% e 4,64%.

No software HarmZs, a rede interna foi carregada através de seu arquivo SAV, de forma similar ao que foi feito para a rede externa em 5.5.1, e os valores de corrente harmônica de cada WEC foram incluídos como “Fontes Harmônicas” nas barras correspondentes. Um exemplo de janela do HarmZs na qual são carregados os dados de corrente harmônica dos WECs pode ser visto na Figura 5.31.

Figura 5.31 – Inserção de correntes harmônicas dos WECs no software HarmZs.

Dados de Fontes Harmônicas

Os dados das fontes harmônicas estão em unidades elétricas.

Fontes Harmônicas:

Nome DE	Barra DE	Nome PARA	Barra PARA	Circuito	E
WEC 01 LV	102			1	1
WEC 02 LV	202			1	1
WEC 03 LV	302			1	1
WEC 04 LV	402			1	1
WEC 05 LV	502			1	1
WEC 06 LV	602			1	1
WEC 07 LV	702			1	1
WEC 08 LV	802			1	1

Frequências Harmônicas:

Frequência	Módulo	Ângulo
120	128.41	0
180	29.8879999999999	0
240	15.755	0
300	63.922	0
360	15.5179999999999	0
420	167.490000000001	0
480	17.013	0
540	70.459	0
600	16.561	0
660	19.2419999999999	0

Tipo da Fonte:

☒ Corrente

☐ Tensão

Adicionar Frequência

Remover Frequência

Adicionar... Remover

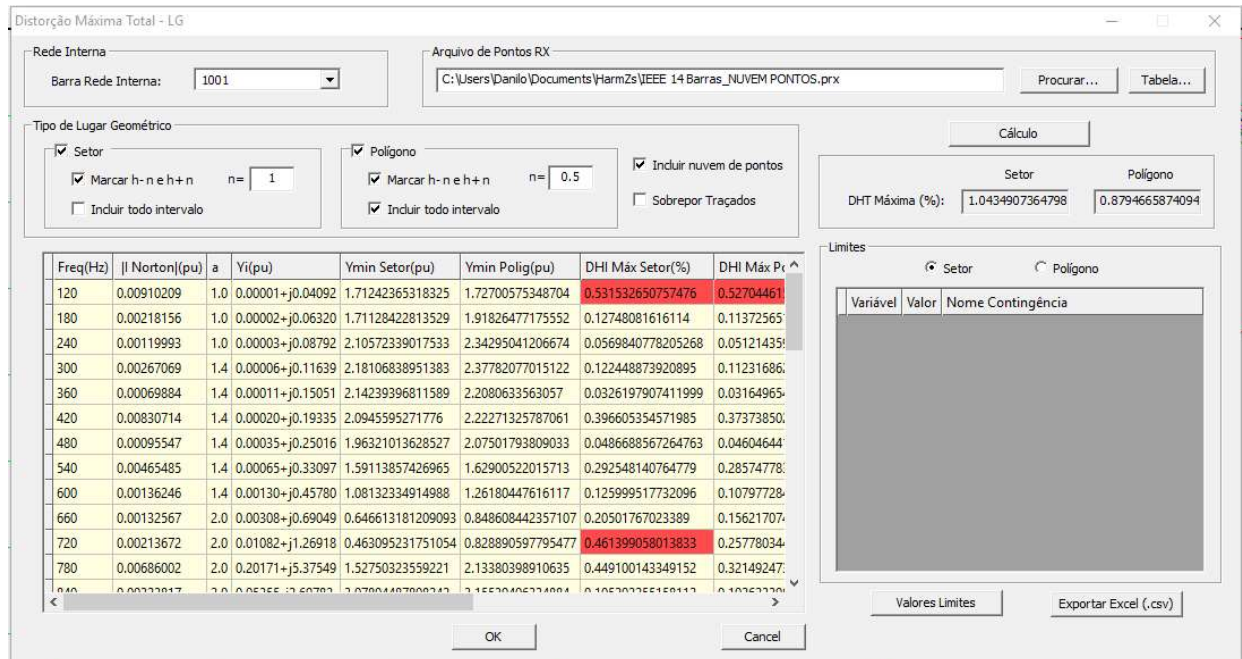
OK Cancel

Fonte: Autor.

O arquivo foi salvo com extensão HZS e utilizando a opção “DHT Máxima...” da ferramenta “Método do Lugar Geométrico”, foram calculados os valores de distorção harmônica de tensão através dos seguintes passos ilustrados na Figura 5.32 :

- Arquivo de Pontos RX: foi carregado o arquivo PRX representando a rede externa (calculado no item 5.5.1).
- Barra da Rede Interna: Barra do arquivo da rede interna que se conecta ao PAC da Rede Externa.
- Tipo de Lugar Geométrico: Foram simulados os dois casos para analisar o impacto a metodologia de cálculo em cada um dos métodos. O ONS permite que se escolha um dos dois métodos, sendo que ao utilizar o método do setor, devem ser consideradas as duas harmônicas adjacentes a ordem de interesse no cálculo de cada diagrama, ou seja, deve ser considerado o intervalo $(h-1, h, h+1)$, sem incluir os valores dentro do intervalo. Por outro lado, no método do polígono, o intervalo considerado deve ser $(h-0,5, h, h+0,5)$ incluindo os valores dentro do intervalo com um passo de $\pm 6\text{Hz}$.
- Valores Limite: valores de distorção harmônica individual de tensão para cada ordem harmônica (DHI) e o valor de distorção harmônica total (DHT) que devem ser considerados como limite normativo. No HarmZs os valores relativos ao Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede já estão definidos por padrão.
- Cálculo: Este comando realiza os cálculos exibindo os resultados em formato de tabela. As células vermelhas da tabela representam a violação da ordem harmônica em questão em relação aos limites definidos.

Figura 5.32 - Ferramenta do HarmZs (DHT Máxima) que permite o cálculo das distorções harmônicas de tensão no PAC considerando as nuvens de impedâncias calculadas anteriormente no arquivo PRX.



Fonte: Autor

5.5.3 Distorção Harmônica de Tensão

Os cálculos apresentados no item 5.5.2 foram realizados utilizando a rede interna com cada um dos modelos de WECs (WEC 1, 2 e 3) conectados a cada um dos três PACs de redes externas (rede A, B e C).

Os resultados de todos os cenários simulados utilizando o método do polígono são apresentados na Tabela 5.16 e os resultados usando o método do setor anular são apresentados na Tabela 5.17. As células destacadas em vermelho nas tabelas significam valores de distorção que violam os limites do ONS da Tabela 3.1.

Tabela 5.16 – Distorção harmônica individual de tensão (DHI) calculada com o método do polígono.

h (Ordem) \ DHI Polig (%)	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C
2	0,0285	0,0376	0,0534	0,0145	0,0191	0,0271	0,2816	0,372	0,5275
3	0,0239	0,0443	0,0463	0	0	0	0,0917	0,17	0,1775
4	0,0239	0,0397	0,0688	0,0184	0,0305	0,053	0,0585	0,0972	0,1686
5	0,0392	0,0635	0,1008	0,09	0,1458	0,2318	0,1468	0,2379	0,3781
6	0,0119	0,0233	0,0095	0	0	0	0,04	0,0782	0,032
7	0,0512	0,1027	0,0378	0,1501	0,3012	0,1107	0,5544	1,1131	0,4092
8	0,0215	0,033	0,0149	0,0175	0,0269	0,0121	0,0785	0,1206	0,0545
9	0,024	0,053	0,0182	0	0	0	0,3813	0,8411	0,2887
10	0,0213	0,0629	0,0127	0,0152	0,045	0,0091	0,0996	0,2945	0,0595
11	0,0604	0,1994	0,0129	0,0714	0,2357	0,0152	0,1009	0,3331	0,0215
12	0,0511	0,0939	0,0102	0	0	0	0,2657	0,4883	0,0533
13	0,1797	0,1909	0,1801	0,2396	0,2545	0,2402	0,3016	0,3204	0,3024
14	0,0239	0,0536	0,0173	0,0188	0,0421	0,0136	0,1032	0,2315	0,0748
15	0,0303	0,038	0,0197	0	0	0	0,0786	0,0986	0,051
16	0,0165	0,0175	0,0098	0,0072	0,0077	0,0043	0,0759	0,0804	0,0451
17	0,0516	0,0462	0,0215	0,0193	0,0173	0,0081	0,0612	0,0549	0,0255
18	0,0121	0,0104	0,0033	0	0	0	0,0479	0,0409	0,013
19	0,0141	0,0088	0,003	0,0187	0,0117	0,0039	0,0453	0,0283	0,0096
20	0,0129	0,0076	0,0033	0,0125	0,0074	0,0032	0,0442	0,026	0,0112
21	0,0132	0,0069	0,0054	0	0	0	0,0422	0,0221	0,0173
22	0,0137	0,0062	0,0053	0,0153	0,0069	0,0059	0,0478	0,0215	0,0184
23	0,0539	0,0185	0,0131	0,0418	0,0143	0,0102	0,0542	0,0186	0,0132
24	0,0177	0,0049	0,0031	0	0	0	0,0585	0,0163	0,0104
25	0,019	0,0065	0,0037	0,0118	0,004	0,0023	0,0432	0,0148	0,0083
26	0,0087	0,0092	0,0048	0,0021	0,0022	0,0012	0,0126	0,0134	0,007
27	0,0035	0,0046	0,0023	0	0	0	0,0102	0,0136	0,0069
28	0,0068	0,0075	0,0034	0,0014	0,0016	0,0007	0,0124	0,0138	0,0063
29	0,013	0,0144	0,0049	0,0036	0,004	0,0014	0,012	0,0133	0,0045
30	0,0027	0,0031	0,0008	0	0	0	0,0101	0,0117	0,0032
31	0,0021	0,0035	0,0006	0,0008	0,0013	0,0002	0,0064	0,0105	0,0017
32	0,001	0,0023	0,0005	0,0003	0,0007	0,0001	0,004	0,0094	0,002
33	0,0008	0,0025	0,0007	0	0	0	0,003	0,0093	0,0025
34	0,001	0,0026	0,0008	0,0002	0,0005	0,0001	0,0035	0,0093	0,0026
35	0,0038	0,0122	0,0035	0,0003	0,0011	0,0003	0,0032	0,0105	0,003
36	0,0008	0,0027	0,0007	0	0	0	0,003	0,0103	0,0027
37	0,0009	0,0042	0,0008	0,0002	0,0007	0,0001	0,0022	0,0099	0,0018
38	0,0004	0,0024	0,0003	0,0001	0,0005	0,0001	0,0016	0,0099	0,001
39	0,0005	0,0023	0,0003	0	0	0	0,002	0,0096	0,0012
40	0,0007	0,0022	0,0004	0,0001	0,0005	0,0001	0,0028	0,0092	0,0017
41	0,0038	0,0084	0,0022	0,0008	0,0017	0,0004	0,004	0,0087	0,0023
42	0,0009	0,0018	0,0006	0	0	0	0,0042	0,0082	0,0027
43	0,0016	0,0028	0,0009	0,0003	0,0005	0,0002	0,0043	0,0073	0,0023
44	0,001	0,0016	0,0004	0,0001	0,0002	0	0,0044	0,0072	0,002
45	0,001	0,0015	0,0005	0	0	0	0,0046	0,0069	0,0022
46	0,001	0,0014	0,0005	0,0001	0,0001	0	0,0047	0,0064	0,0021
47	0,0034	0,0042	0,0017	0,0001	0,0001	0,0001	0,0048	0,0059	0,0023
48	0,0011	0,0012	0,0005	0	0	0	0,005	0,0053	0,0023
49	0,0025	0,0024	0,0007	0,0001	0,0001	0	0,0052	0,005	0,0015
50	0,0011	0,001	0,0002	0	0	0	0,0039	0,0037	0,0007

Fonte: Autor.

Tabela 5.17 - Distorção Harmônica Individual de Tensão (DHI) calculada com o método do setor anular.

h (Ordem) \ DHI Setor (%)	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C
2	0,0337	0,0531	0,0737	0,0171	0,027	0,0375	0,3329	0,5246	0,7286
3	0,0263	0,0415	0,0463	0	0	0	0,101	0,159	0,1776
4	0,0263	0,0444	0,0406	0,0202	0,0341	0,0313	0,0643	0,1087	0,0996
5	0,0397	0,0662	0,0586	0,0913	0,1521	0,1347	0,1489	0,2481	0,2197
6	0,0136	0,0305	0,0171	0	0	0	0,0455	0,1023	0,0574
7	0,0634	0,1188	0,0313	0,1858	0,3485	0,0919	0,6864	1,2875	0,3395
8	0,0221	0,0446	0,0181	0,018	0,0364	0,0148	0,0807	0,1631	0,0663
9	0,0257	0,0433	0,02	0	0	0	0,4081	0,6872	0,3179
10	0,0278	0,0516	0,0191	0,0199	0,0369	0,0137	0,13	0,2415	0,0895
11	0,0878	0,2178	0,0292	0,1038	0,2574	0,0345	0,1467	0,3638	0,0488
12	0,0814	0,1064	0,0158	0	0	0	0,4235	0,5531	0,0821
13	0,2379	0,2289	0,2371	0,3173	0,3053	0,3162	0,3994	0,3843	0,398
14	0,0276	0,0746	0,018	0,0217	0,0586	0,0142	0,1191	0,3221	0,078
15	0,0319	0,0922	0,024	0	0	0	0,0827	0,2391	0,0623
16	0,0175	0,0355	0,0122	0,0077	0,0156	0,0054	0,0806	0,1634	0,0561
17	0,0591	0,072	0,0303	0,0221	0,027	0,0114	0,0701	0,0855	0,036
18	0,0148	0,0155	0,0032	0	0	0	0,0586	0,0614	0,0126
19	0,0174	0,0165	0,0039	0,023	0,0218	0,0051	0,0558	0,0528	0,0124
20	0,0149	0,0089	0,0048	0,0143	0,0086	0,0047	0,0508	0,0305	0,0165
21	0,0224	0,0097	0,0068	0	0	0	0,0714	0,0308	0,0217
22	0,0362	0,0089	0,0064	0,0404	0,0099	0,0072	0,126	0,031	0,0224
23	0,1303	0,0269	0,0185	0,1011	0,0209	0,0143	0,131	0,0271	0,0186
24	0,0379	0,0071	0,0036	0	0	0	0,1252	0,0233	0,0119
25	0,0489	0,0081	0,0044	0,0303	0,005	0,0027	0,1108	0,0184	0,01
26	0,0154	0,012	0,0046	0,0037	0,0029	0,0011	0,0224	0,0175	0,0067
27	0,0049	0,0062	0,002	0	0	0	0,0145	0,0181	0,006
28	0,0084	0,0105	0,003	0,0018	0,0022	0,0006	0,0154	0,0191	0,0055
29	0,0151	0,0201	0,0054	0,0042	0,0055	0,0015	0,0139	0,0184	0,005
30	0,0033	0,0046	0,0011	0	0	0	0,0126	0,0173	0,004
31	0,0027	0,0046	0,0008	0,001	0,0017	0,0003	0,0082	0,014	0,0023
32	0,0012	0,0025	0,0006	0,0003	0,0007	0,0002	0,0047	0,0101	0,0024
33	0,0009	0,0027	0,0008	0	0	0	0,0036	0,0101	0,0031
34	0,0009	0,0031	0,0009	0,0002	0,0005	0,0002	0,0033	0,0109	0,0033
35	0,0036	0,0143	0,0036	0,0003	0,0013	0,0003	0,0031	0,0123	0,0031
36	0,0008	0,0031	0,0008	0	0	0	0,0029	0,0116	0,0029
37	0,0011	0,0046	0,0009	0,0002	0,0008	0,0002	0,0027	0,011	0,0021
38	0,0005	0,0026	0,0003	0,0001	0,0006	0,0001	0,0019	0,0109	0,001
39	0,0005	0,0026	0,0004	0	0	0	0,0023	0,0107	0,0015
40	0,0009	0,0025	0,0005	0,0002	0,0005	0,0001	0,0038	0,0103	0,002
41	0,0042	0,0095	0,0028	0,0008	0,0019	0,0006	0,0043	0,0098	0,0029
42	0,001	0,002	0,0006	0	0	0	0,0045	0,0092	0,0028
43	0,0016	0,0033	0,001	0,0003	0,0006	0,0002	0,0044	0,0087	0,0027
44	0,0009	0,0018	0,0005	0,0001	0,0002	0,0001	0,0042	0,0082	0,0024
45	0,0008	0,0017	0,0005	0	0	0	0,0038	0,008	0,0022
46	0,0006	0,0017	0,0005	0	0,0001	0	0,003	0,0078	0,0021
47	0,0025	0,0053	0,0016	0,0001	0,0002	0,0001	0,0036	0,0075	0,0022
48	0,001	0,0015	0,0005	0	0	0	0,0046	0,0071	0,0021
49	0,0029	0,0031	0,001	0,0001	0,0001	0	0,0061	0,0065	0,0021
50	0,0013	0,0013	0,0003	0,0001	0,0001	0	0,0044	0,0046	0,0009

Fonte: Autor.

Dentre os casos avaliados apenas o parque eólico utilizando o modelo WEC 3 apresenta violações aos requisitos do ONS com relação a harmônicas.

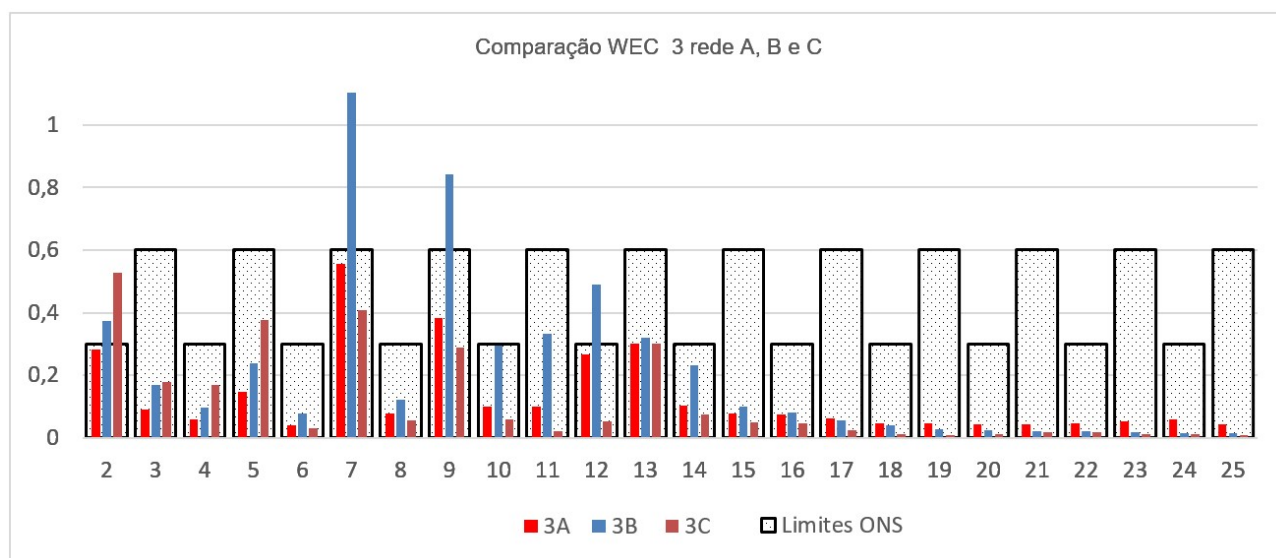
Para este modelo de WEC, utilizando o método do polígono, ocorreram violações ao se conectar na Rede B (ordens 2,7,9 e 12) e ao se conectar à Rede C (ordem 2).

Utilizando o método do setor anular, o mesmo WEC apresenta violações ao se conectar nos três diferentes PACs: Rede A (ordens 2, 7 e 12), Rede B (2, 7, 9, 12 e 14) e Rede C (ordem 2).

A diferença entre os resultados permite concluir que a metodologia do setor anular apresentou resultados mais conservadores do que a metodologia do polígono e que a escolha do PAC tem uma influência muito importante na análise das distorções harmônicas.

Em outra análise pode-se comparar os resultados utilizando o WEC 3 conectado aos três PACs (A, B e C), considerando o método do polígono. Destaca-se que, ao se conectar o WEC 3 à rede A, mesmo com altos valores de corrente harmônica (principalmente nas ordens 2, 5, 7 e 9) como mencionado no item 5.5.2, não há violações aos requisitos mínimos do ONS. Além disso, ao conectar à mesma usina eólica nas redes B e C (mesmo sistema com PACs diferentes) as violações causadas são diferentes. Tais resultados podem ser observados na Figura 5.33.

Figura 5.33 – Distorção harmônica de tensão do parque com WEC 3 conectado aos PACs A, B e C.



Fonte: Autor.

Existem outras análises de sensibilidade dos estudos de harmônicos utilizando a metodologia do ONS que não fazem parte do escopo deste trabalho, mas já foram avaliados em diversas publicações tais como: variações a rede interna [40], diferentes níveis de curto-circuito no PAC [43], harmônicos de background [44], métodos do lugar geométrico [41] [45] e comparação com dados de medição de campo [46].

5.6 Conclusões do Capítulo

No presente capítulo foram realizados estudos de caso com o objetivo de apresentar a verificação do cumprimento dos principais requisitos de rede por parte de uma usina eólica e de um WEC. Nomeadamente, foram verificados os requisitos de capacidade de potência reativa, controle de tensão e distorção harmônica da usina eólica, além dos requisitos de resposta a distúrbios de tensão e frequência por parte do WEC individualmente.

Para os três requisitos relativos à usina eólica, a referência para o cumprimento dos requisitos deve ser no PAC, portanto, foram realizados estudos com uma usina eólica hipotética de 10 WECs de 2,5 MW cada, totalizando 25 MW, conectados a uma subestação de 230 kV. Para os requisitos relativos ao WEC foram realizados estudos considerando o modelo E-92 FTQS 2,35 MW do fabricante ENERCON.

No estudo de capacidade de potência reativa foi utilizado o software ANAREDE para a realização de um fluxo de potência considerando a capacidade de cada WEC em conjunto com as influências dos equipamentos internos da usina eólica. Ao se realizar a simulação demonstra-se que o fato de cada WEC cumprir com o requisito mínimo do ONS não significa que a usina eólica irá cumprir com o requisito no PAC.

Assim, sugere-se o uso de potência reativa adicional em metade dos WECs, com esta nova configuração a usina eólica consegue cumprir com o requisito mínimo exigido pelo ONS em relação à capacidade de fornecimento de potência reativa da usina eólica no PAC.

Vale ressaltar que cada fabricante de WECs possui diferentes opções de capacidade de potência reativa. Cabe ao desenvolvedor do projeto eólico analisar as opções fornecidas e escolher a melhor configuração da usina para o cumprimento dos requisitos mínimos do ONS.

No estudo de controle de tensão foi considerada a mesma usina eólica do estudo anterior, adicionando-se o modelo do controlador da usina eólica no ANATEM e

verificando-se a capacidade do modelo utilizado em realizar o controle de *voltage droop* previsto como controle preferencial pelo ONS nos Procedimentos de Rede. Além disso, foram simulados dois casos de rede nas quais a usina hipotética seria conectada, com o objetivo de mostrar a diferença de funcionamento de um controle deste tipo em redes fracas ou fortes.

Para o estudo de FRT (*Fault Ride Through*) foram simulados no ANATEM faltas nos terminais de média tensão de um WEC permitindo observar a reação do WEC frente a eventos de sobretensão e de subtensão, para diversos níveis de falta. Com isso, foi possível verificar que o WEC cumpre com o requisito de injeção/absorção de corrente reativa controlada durante falta.

Para eventos de frequência foram avaliados os dois requisitos: controle de potência ativa em relação a frequência para sobrefrequências, e o controle de inércia sintética para subfrequências.

De maneira similar ao teste de FRT foi usado o modelo do WEC E-92 2,35 MW no ANATEM e simularam-se variações de frequência nos terminais do WEC. Foram medidas as saídas de potência ativa, observando-se que o WEC, no caso de sobrefrequência, reduz a potência ativa exatamente de acordo com a curva solicitada pelo ONS.

No caso de subfrequência, o WEC injeta 10% de sua potência nominal, adicionalmente à potência que está sendo gerada no evento da falta por 5 segundos, sem a necessidade de armazenamento prévio do recurso eólico, também de acordo com os Procedimentos de Rede.

Neste caso, é importante destacar que o WEC deve recuperar a energia usada durante este período de distúrbio, por isso existe um afundamento da potência ativa após os 5 segundos, que depende fortemente das condições de vento no momento do evento. Apesar de não ser um comportamento necessariamente desejável, é previsto pelo ONS por se tratar de uma característica inerente da tecnologia visto a dependência do recurso eólico.

Por último, foi realizado um estudo de harmônicos com uma usina eólica de 10 WECs conectados a diferentes PACs (IEEE 14 barras e o Sistema-Teste Brasileiro de 16 barras), utilizando três diferentes tipos de aerogerador. Os resultados dos estudos demonstraram que o estudo de harmônicos utilizado pelo ONS dependem não somente da fonte de corrente harmônica (WEC), mas também tem grande influência das

impedâncias (ou admitâncias) da rede externa e da metodologia utilizada para o cálculo do diagrama de impedâncias.

Neste contexto, existem diversas questionamentos associados a esta metodologia:

- Não são considerados os harmônicos de background, ou seja, o método considera que somente os WECs são fonte ativa de harmônica no sistema, o que na prática não é verdade;
- O modelo considera um equivalente Norton, ou seja, as correntes utilizadas são consideradas como provenientes de uma fonte ideal, porém, as medições de corrente de acordo com a norma IEC 61400-21 são realizadas em um aerogerador conectado a redes reais, portanto, não podem ser consideradas fontes ideais de corrente harmônica;
- Os cenários de rede utilizados para a construção do lugar geométrico das impedâncias da rede externa consideram casos que tem baixa probabilidade de acontecer na prática. Pode acontecer que o cenário limitante, que gerou uma violação de harmônicos de tensão, seja baseado em uma contingência que tem baixa probabilidade de acontecer na prática;
- O ONS exige realização de diversas medições de tensão e corrente para complementar os estudos, porém, o resultado mais conservador sempre é predominante. Ou seja, em uma usina que esteja funcionando com medições de tensão harmônica abaixo do limite da norma, com monitoramento contínuo, mas que os estudos apresentaram distorções acima do limite, devem ser instalados filtros;

Para os donos de usinas eólicas o impacto financeiro desta abordagem do ONS é o principal problema, visto que muitas usinas eólicas no Brasil acabam sendo obrigadas a instalar filtros que podem ter um alto custo mesmo sabendo que tecnicamente esta solução de correção não seria necessária.

6 Conclusões Gerais

O trabalho abordou as principais normas de qualidade de energia que são consideradas em projetos de energia eólica de grande porte, dando destaque à norma IEC 61400-21, que é referência para a medição de protótipos de aerogerador sendo usada para certificação de tipo pela maioria dos fabricantes de aerogeradores avaliando aspectos como corrente harmônicas e comportamento frente a distúrbios de tensão (*Fault Ride Through*).

É importante salientar que a norma está em processo de revisão para corrigir algumas deficiências da versão atual, tal como, a inexistência de qualquer consideração sobre o efeito de harmônicos de *background* em medições de correntes dos aerogeradores.

No âmbito nacional, foram descritos os requisitos do ONS para a conexão de usinas eólicas ao SIN. O levantamento destes requisitos já considera que foram revistos recentemente com o novo Submódulo 3.6 publicado em dezembro de 2016, e apresenta mudanças significativas que irão impactar diretamente na operação das futuras usinas eólicas tais como: controle de tensão, inércia sintética e injeção de corrente reativa durante falta.

Com base nos novos requisitos de rede do ONS, foram sugeridas metodologias para verificar se uma usina eólica cumpre com os principais requisitos do ONS apenas com simulações utilizando os programas do CEPEL (ANAREDE, ANATEM e HarmZs).

A avaliação das metodologias proposta foi feita com o auxílio de estudos de caso em uma usina eólica hipotética. Os resultados demonstraram que é possível verificar antes da conexão de uma usina eólica se os requisitos mínimos exigidos pelo ONS serão cumpridos, o que permite, tanto ao ONS, quando ao dono da usina eólica, maior previsibilidade da operação do parque eólico e mitigação de riscos associados ao tema de conexão elétrica.

Como a maior parte dos estudos dependem de informações de terceiros tais como fabricantes do aerogerador, transformadores, cabos, etc. Tais dados devem ser coletados e parametrizados de maneira criteriosa.

Além disso, os resultados das simulações dos estudos de caso demonstraram que a tecnologia utilizada em um aerogerador *Full-Converter* permite que a usina eólica cumpra com as novas exigências do ONS. Comprovando uma grande evolução dos equipamentos utilizados atualmente na indústria eólica, com participação mais ativa no

controle de tensão, contribuição para a melhoria da rede em caso de distúrbios de tensão e participação no controle de frequência, sem a necessidade de instalação de equipamentos adicionais na usina eólica, ou seja, apenas com as capacidades inerentes aos inversores e ao controle do aerogerador.

Os resultados dos estudos de caso permitiram uma análise crítica da metodologia de estudos harmônicos proposta pelo ONS, pois, ao avaliar a sensibilidade do estudo em relação a algumas variáveis, tais como, tipo de método escolhido para o cálculo das impedâncias da rede externa, tipo de aerogerador utilizado ou a natureza do PAC, fica claro que os resultados de estudos possuem muitas incertezas e a responsabilidade das supostas violações sempre é atribuída às usinas eólicas.

Por fim, foram apresentadas propostas de metodologias para realização de cada uma das verificações requeridas de conexão de usinas eólicas ao SIN, trazendo orientações e aspectos relacionados com os dados da usina necessários, casos a serem explorados e índices de mérito requeridos. O conjunto das orientações e procedimentos propostos integra uma metodologia unificada de verificação da conformidade que pode ser facilmente reproduzida, representando um ambiente poderoso para a realização de testes no setor eólico.

Além disso, devido à recente revisão dos requisitos, atualmente (2019) não há registro de um documento técnico publicado que trate de forma integral o conjunto das metodologias propostas nesta dissertação.

7 Propostas de Trabalhos Futuros

Com o objetivo de dar continuidade na avaliação do tema abordado na dissertação, sugerem-se os seguintes temas como trabalhos futuros:

- Comparação dos diversos modelos de aerogeradores (DFIG e *Full-Converter*) comercializados no Brasil através da resposta de cada modelo aos requisitos do ONS com o auxílio dos modelos na plataforma ANATEM disponibilizados na base do ONS;
- Validação do modelo do aerogerador em ANATEM em comparação a medições de campo de *Fault Ride Through*;
- Simulação das usinas eólicas existentes em uma certa parte da rede elétrica do Brasil considerando sua participação ativa no controle de tensão e frequência;
- Avaliar a resposta do controle de tensão de um parque eólico ao se conectar a uma rede exemplo e avaliar a modificação dos parâmetros de controle;
- Análise da atribuição de responsabilidade sobre a emissão de harmônicos considerando a revisão da norma IEC 61400-21;
- Avaliação da sensibilidade do estudo de harmônicos proposto pelo ONS em relação às variáveis consideradas (fonte de corrente harmônica, rede interna da usina eólica e rede externa da usina eólica) e as incertezas associadas a cada uma destas variáveis;
- Proposta de um procedimento de verificação dos Procedimentos de Rede com medições em campo.

8 Publicações

- D. M. Caldas, F.A.S. Gonçalves, F.P. Marafão, A. Mendonça, “Aerogeradores Full-Converter Frente aos Novos Procedimentos de Rede do ONS Relativos a Distúrbios de Frequência e Tensão”. Congresso Brasileiro de Automática - CBA 2018;
- D. M. Caldas, “Impacto na Qualidade de Energia Para a Integração de Usinas Eólicas no SIN”. VII Seminário de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2017;
- D.M. Caldas, “Estudo de Comportamento de Aerogerador Frente a Distúrbios de Tensão com Injeção de Corrente Reativa Durante Falta”. VIII Seminário de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2018;
- D. M. Caldas, F.A.S. Gonçalves, F. P. Marafão, H. K. M. Paredes, A. C. G. Martins, “General Overview of Wind Power in Brazil – Technologies, Potential and Project Guideline – Outlook 2016”. Congresso de Energias Renováveis – CONER, 2017;
- D.M. Caldas, F.A.S. Gonçalves, F.P. Marafão, A. Mendonça, “ANATEM-based Platform for Verifying Wind Turbine Compliance to the New Requirements of the Brazilian Grid Code under Voltage and Frequency Disturbances”. Revista IEEE Latin America Transactions (aguardando revisão).

9 Referências

- [1] ANEEL, “Atlas de Energia Elétrica do Brasil 2ª edição,” 2005, pp. 105-108.
- [2] M. Muñoz, V. Oschmann e J. D. Tabara, “Harmonization of renewables electricity feed-in laws in the European Union,” *Energy Policy* 35, pp. 3101-3114, 05 2007.
- [3] Eletrobras, “Dados de Geração das CGEE Participantes do Proinfa.,” [Online]. Available: <http://eletrobras.com/pt/Paginas/Proinfa.aspx>. [Acesso em 04 08 2017].
- [4] ABEEOLICA, “Infovento 10,” 17 04 2019. [Online]. Available: <http://abeeolica.org.br/dados-abeeolica/>. [Acesso em 03 05 2019].
- [5] GWEC, “Global Wind Report 2018,” 04 2019. [Online]. Available: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2019/04/GWEC-Global-Wind-Report-2018.pdf>. [Acesso em 03 05 2019].
- [6] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, Chichester: John Wiley, 2005.
- [7] ONS, “Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Novos Acessos à Rede Básica ou nos Barramentos de Fronteira com a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras,” 03 2018. [Online]. Available: https://agentes.ons.org.br/administracao_transmissao/qualidadeenergia.aspx. [Acesso em 05 05 2019].
- [8] IEC International Electrotechnical Commission, “IEC 61400-21 Wind turbine generator systems – Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines,” IEC Copyright, Genebra, Suíça, 2008.
- [9] B. Andresen, P. E. Sorensen, F. Santjer e J. Niiranen, “Overview, Status and Outline of the New Revision for the IEC 61400-21 - "Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines",” em *12th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*, Genebra, Suíça, 2013.

- [10] IEC International Electrotechnical Commission, "IEC 61000-4-15," Genebra, Suíça.
- [11] J. Guitierrez, J. Ruiz, L. Leturiondo e A. Lazkano, "Flicker Measurement System for Wind Turbine Certification," *IEEE Transactions on Instruments and Measurement*, vol. 58, pp. 375 - 382, 2009.
- [12] H. Emanuel, S. Wachtel, M. Schellschmidt e S. Adloff, "Power Quality Measurements of Wind Energy Converters with Full-Scale Converter according to IEC 61400-21," em *Electrical Power Quality and Utilisation*, Lodz, Poland, 2009.
- [13] IEC International Electrotechnical Comission, "IEC 61000-4-7 Testing and measurement techniques," Copyright IEC, Genebra, Suíça.
- [14] IEEE, "IEEE St 519," 1992.
- [15] IEEE, "IEEE St 519," 2014.
- [16] IEC International Electrotechnical Commission, "IEC 61000-4-30 Testing and measurement techniques," Genebra, Suíça.
- [17] P. F. Ribeiro, "Common Misapplications of the IEEE 519 Harmonic Standard: Voltage or Current Limits," em *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Pittsburgh, PA, USA, 2008.
- [18] ANEEL, "PRODIST ANEEL," ANEEL, [Online]. Available: www.aneel.gov.br/prodist. [Acesso em 28 Maio 2017].
- [19] ONS, "Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão.," 12 2016. [Online]. Available: http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento_rede/procedimento_rede.aspx. [Acesso em 06 2017].
- [20] ONS, "Submódulo 2.8 - Gerenciamento dos Indicadores de Qualidade da Energia da Rede Básica," 12 2016. [Online]. Available: http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento_rede/procedimento_rede.aspx. [Acesso em 06 2017].
- [21] "PRODIST Módulo 3 ANEEL," 01 Junho 2017. [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/modulo-3>. [Acesso em 01 Junho 2017].

- [22] ANEEL, “PRODIST Módulo 8 ANEEL,” 01 Janeiro 2017. [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. [Acesso em 28 Maio 2017].
- [23] ANEEL, “Resolução Normativa N° 482,” 2012.
- [24] ANEEL, “Resolução Normativa N°687,” 2015.
- [25] COSERN, “Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição da Cosern,” 2012.
- [26] COELBA, “Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição em Baixa Tensão,” 2014.
- [27] CELPE, “Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição,” 2016.
- [28] CEMIG, “Requisitos para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da CEMIG,” 2016.
- [29] ONS, “Submódulo 18.2 - Relação dos Sistemas e Modelos Computacionais,” 01 01 2017. [Online]. Available: <http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. [Acesso em 04 08 2017].
- [30] ONS, “Submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos,” 08 2018. [Online]. Available: <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. [Acesso em 17 04 2019].
- [31] W. F. Alves, “Proposição de Sistemas-Teste para Análise Computacional de Sistemas de Potência,” Dissertação (Mestrado em Computação), Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2007.
- [32] CEPEL, “Programa de Análise de Redes - ANAREDE - Manual do Usuário,” 2017.
- [33] W. D. Stevenson, Elements of Power System Analysis, McGraw-Hill, 1982.
- [34] CEPEL, “Análise de Transitórios Eletromecânicos - ANATEM - Manual do Usuário,” CEPEL, 2016.
- [35] ENERCON, “ExF4_ANATEM Model Documentation,” 2017.
- [36] ENERCON, “EFCU07 - ANATEM Model Technical Description,” 2016.
- [37] CIGRÉ, “671 - Connection of wind farms to weak AC networks,” 2016.
- [38] ENERCON, “E-92 Overview of Technical Data,” [Online]. Available: <https://www.enercon.de/en/products/ep-2/e-92/>. [Acesso em 08 07 2019].

- [39] D. Schwanz, “Análise da Distorção Harmônica de um Parque Eólico através da sua Modelagem no Domínio do Tempo e da Frequência.,” Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.
- [40] L. F. M. Machado, “Aspectos Harmônicos na Geração Eólica,” Dissertação (Mestrado em Energia), Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.
- [41] D. V. Oliveira, M. M. Lima e P. A. B. Block, “Análise de Indicadores Harmônicos de um Complexo Eólico Utilizando o Método do Lugar Geométrico das Admitâncias,” Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Industrial Elétrica), Universidade Técnica Federal do Paraná, Curitiba, 2014.
- [42] W. F. Alves, “STB - Sistemas-Teste Brasileiros para Uso Didático e Análise Computacional de Sistemas Elétricos de Potência,” 2011. [Online]. Available: <http://www.sistemas-teste.com.br/>. [Acesso em 30 03 2019].
- [43] S.Y.Liu, G.S.Lara e S.R.Silva, “Análise da Sensibilidade das Distorções Harmônicas de Usinas Eólicas em Função do Nível de Curto Circuito no PAC utilizando a Metodologia de Lugares Geométricos do ONS,” em *SBSE*, Goiânia, Brasil, 2012.
- [44] M.P.Carli e R.E.S.Ristow, “Avaliação da Influência das Tensões Pré-Existentes na Rede Sobre as Medições de Correntes Harmônicas em Aerogeradores e a Aplicação de Probabilidades às Correntes.,” em *SNPTEE*, Foz do Iguaçu, Brasil, 2015.
- [45] F. C. Veliz, S. L. Varricchio e C. d. O. Costa, “Metodologia para a Representação de Redes Elétricas por Polígonos de Admitâncias para Estudos de Impacto Harmônico,” em *XXI SNPTEE*, Brasília, 2013.
- [46] M. P. Carli, R. Antunes, O. J. Rothstein, B. T. Meyer, R. S. Salengue e R. T. Carvalho, “As Dificuldades Enfrentadas no Projetos de Filtros Frente às Baixas Distorções Harmônicas Provocadas pelos Parques Eólicos,” em *XXIV SNPTEE*, Curitiba, 2017.