GUSTAVO PRADO SECCO

**Procedimento para estudo de coordenação das proteções elétricas em
Centrais de Geração Eólica**

São Paulo

2015

GUSTAVO PRADO SECCO

**Procedimento para estudo de coordenação das proteções elétricas em
Centrais de Geração Eólica**

**Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Mestre em
Sistemas de Potência**

**Área de Concentração:
Sistemas de Potência**

**Orientador: Prof. Dr.
Eduardo Cesar Senger**

São Paulo

2015

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Secco, Gustavo Prado

Procedimento para estudo de coordenação das proteções elétricas em centrais de geração eólica / G. P. Secco -- versão corr. -- São Paulo, 2015. 125 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Energia eólica 2.Sistema de Proteção 3.Seletividade 4.Coordenação 5.Modelagem de aerogeradores I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

DEDICATÓRIA

À minha mãe, por sua capacidade de acreditar em mim e sempre manter-me motivado na conquista dos meus objetivos, mesmo aqueles que parecem inatingíveis.

À minha companheira, por estar sempre perto compartilhando seus momentos de estudo, apoiando-me nos momentos de dificuldades.

Aos professores Eduardo Cesar Senger e Solange Reis que tornaram possível a conclusão deste trabalho.

RESUMO

Com a busca pela sustentabilidade no abastecimento de energia elétrica, a fonte eólica tem ganhado grande destaque na matriz energética global por possuir modelo de negócio consolidado, pois conta com aerogeradores modernos, nacelles instalados em alturas cada vez maiores, geradores elétricos mais potentes e com sistemas de controle altamente tecnológicos. No Brasil, a energia eólica vem sendo a grande vencedora dos leilões de energia, aumentando de forma significativa seu *portfólio* pela viabilidade na construção de grandes complexos que devido à elevada potência instalada, realiza seu acesso ao Sistema Interligado Nacional (*SIN*) em níveis de tensão cada vez maiores, ou seja, em pontos mais sensíveis do sistema de transmissão. Motivado por esse crescimento e pela representatividade dos novos parques em pontos vitais do *SIN*, o objetivo desta dissertação é avaliar as diferentes metodologias e conceitos adotados como premissa no projeto do sistema de proteção aplicado a uma Central de Geração Eólica (*CGE*), apresentando como conclusão, além dos diagramas de sequência a serem utilizados no cálculo das correntes de curto-circuito, uma metodologia completa de definição dos ajustes de proteção para atender as especificidades construtivas dessas instalações.

Palavras-chave: Energia eólica. Sistema de proteção. Seletividade. Coordenação. Modelagem de aerogeradores.

ABSTRACT

Through the search for sustainability in electric power supply, the Eolic source has gained distinction in the global energetic matrix, as it has a consolidated business framework, which counts on modern wind turbines, nacelles installed at higher and higher altitudes, more powerful electric generators with high-technology control systems. In Brazil, Eolic energy has been the great winner in energy auctions, which has increased significantly its portfolio, due to its viability in the construction of large complexes. Having a high installed power capacity, these large projects enable access to the *Sistema Interligado Nacional - SIN* (National Interconnected System) at higher and higher voltage levels, that is, at more sensitive points of the transmission system. Motivated by all this development and by the representativeness of the new wind farms, installed at vital points of the *SIN*, the objective of this dissertation is to assess the different methodologies and concepts adopted as premise in the protection system project applied to a Central de Geração Eólica – *CGE* (Eolic Generation Center). The conclusion presented herein, besides the sequence diagrams for the short circuit calculations, provides a complete methodology of definition of the protection adjustments required to comply with the building specificities of these installations.

Keywords: Eolic energy. Protection systems. Selectivity. Coordination. Wind turbine modeling.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1:	ILUSTRAÇÃO ESQUEMÁTICA DOS PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS QUE COMPÕE UMA CENTRAL DE GERAÇÃO EÓLICA (ADAPTADO DE ALSTOM, AUDEE 2012)	19
FIGURA 2:	CORTE ESQUEMÁTICO COM VISTA INTERNA DOS DIFERENTES COMPONENTES DE UM AEROGERADOR TÍPICO (ADAPTADO DE HTTP://WWW.DFORCESOLAR.COM)	20
FIGURA 3:	ESQUEMA DOS MODELOS CONSTRUTIVOS DE AEROGERADORES COM EIXOS VERTICAL E HORIZONTAL	21
FIGURA 4:	DIAGRAMA DE BLOCOS DO AEROGERADOR TIPO I (<i>SQUIREL CAGE INDUCTION GENERATOR - SCIG</i>)	23
FIGURA 5:	DIAGRAMA DE BLOCOS DO AEROGERADOR TIPO II (<i>WOUND ROTOR INDUCTION GENERATOR - WRIG</i>)	24
FIGURA 6:	DIAGRAMA DE BLOCOS AEROGERADOR TIPO III (<i>DOUBLY FEED INDUCTION GENERATOR – DFIG</i>)	25
FIGURA 7:	DIAGRAMA DE BLOCOS AEROGERADOR TIPO IV (<i>FULL CONVERTER - FC</i>)	26
FIGURA 8:	INSTALAÇÃO DENTRO DA NACELE DO AEROGERADOR (VESTAS, 2011)	28
FIGURA 9:	INSTALAÇÃO DENTRO DA BASE DA TORRE DO AEROGERADOR (ACCIONA, 2013)	29
FIGURA 10:	INSTALAÇÃO FORA DA BASE DO AEROGERADOR EM EDIFICAÇÃO DE CONCRETO PRÉ-MOLDADO COM EQUIPAMENTOS DE USO INTERNO (<i>INOVA ENERGY, 2012</i>)	29
FIGURA 11:	INSTALAÇÃO FORA DA BASE DO AEROGERADOR, NORMALMENTE LOCALIZADA AO LADO DO <i>CRANE-PAD</i> , COM EQUIPAMENTOS DE USO EXTERNO	29
FIGURA 12:	ESQUEMÁTICO DE REDE INTERNA RADIAL SIMPLES, COLETANDO A ENERGIA GERADA DE CADA AEROGERADOR COM A SUBESTAÇÃO COLETORA.	31
FIGURA 13:	EXEMPLO DE REDE COLETORA CONSTRUÍDA COM TOPOLOGIA RADIAL SIMPLES	31
FIGURA 14:	EXEMPLO DE REDE COLETORA CONSTRUÍDA COM TOPOLOGIA ANEL E ANEL PARCIAL	32
FIGURA 15:	DESENHO ESQUEMÁTICO DE REDE SUBTERRÂNEA COM 4 CIRCUITOS	33
FIGURA 16:	DESENHO ESQUEMÁTICO DE UMA REDE AÉREA COMPACTA (À ESQUERDA) E DE UMA REDE AÉREA CONVENCIONAL (À DIREITA)	34
FIGURA 17:	DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE SUBESTAÇÃO COLETORA E PONTO DE ACESSO AO <i>SIN</i>	35
FIGURA 18:	DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE SUBESTAÇÃO COM ARRANJO BARRA SIMPLES (<i>BS</i>)	36
FIGURA 19:	DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE SUBESTAÇÃO COM ARRANJO BARRA PRINCIPAL E TRANSFERÊNCIA (<i>BPT</i>)	36
FIGURA 20:	DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE SUBESTAÇÃO COM ARRANJO BARRA DUPLA COM QUATRO CHAVES (<i>BD4C</i>)	37
FIGURA 21:	DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE SUBESTAÇÃO COM ARRANJO DISJUNTOR E MEIO (<i>DJM</i>)	37
FIGURA 22:	DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DO SETOR DE MÉDIA TENSÃO DAS SUBESTAÇÕES COLETORAS	38
FIGURA 23:	A ÁREA CINZA DETERMINA O GRAU DE AFUNDAMENTO E TEMPO DE DURAÇÃO DA FALTA ONDE O AEROGERADOR DEVE PERMANECER EM OPERAÇÃO (<i>SUBMÓDULO 3.6 - PROCEDIMENTOS DE REDE, 2010</i>)	40
FIGURA 24:	ESQUEMÁTICO DA MÁQUINA ASSÍNCRONA UTILIZADA NAS TOPOLOGIAS 2 E 3 (HTTP://WWW.INTECHOPEN.COM/BOOKS/ADVANCES-IN-WIND-POWER/WIND-TURBINE-GENERATOR-TECHNOLOGIES)	48
FIGURA 25:	CIRCUITO DO MODELO TRANSITÓRIO PARA CÁLCULO DA TENSÃO DO ESTATOR	49
FIGURA 26:	DIAGRAMAS DE SEQUÊNCIA POSITIVA E NEGATIVA DOS AEROGERADORES TIPO I, SENDO (A) PARA REGIME TRANSITÓRIO E (B) PARA REGIME PERMANENTE	51
FIGURA 27:	DIAGRAMAS DE CONTROLE DA MÁQUINA TIPO 2, ADAPTADO DE [3]	52
FIGURA 28:	DIAGRAMA INTERNO DA MÁQUINA TIPO III, ADAPTADO DE [3]	53
FIGURA 29:	VARIÁVEIS MEDIDAS E MALHA DE CONTROLE E DOS CONVERSORES <i>RSC</i> E <i>GSC</i> , ADAPTADO DE [3]	56
FIGURA 30:	MALHA DE CONTROLE COM COMPENSAÇÃO <i>FEED-FORWARD</i> DO <i>GSC</i> PARA AEROGERADORES DO TIPO III, ADAPTADO DE [3]	56

FIGURA 31:	MALHA DE CONTROLE <i>FEED-FORWARD</i> DO RSC PARA AEROGERADORES DO TIPO III, ADAPTADO DE [3].....	57
FIGURA 32:	COMPORTAMENTO REAL DE UM AEROGERADOR TIPO III COM ATUAÇÃO DO <i>CROWBAR</i> (CASO 1) E POSTERIOR MANUTENÇÃO DA ENERGIA GERADA PELO CONVERSOR (CASO 4) ATÉ EXTINÇÃO DA FALTA (AW3000 DE FABRICAÇÃO ACCIONA)	59
FIGURA 33:	DIAGRAMA DE SEQUÊNCIA POSITIVA E NEGATIVA, RESPECTIVAMENTE, DO AEROGERADOR TIPO III SEM A ATUAÇÃO DO <i>CROWBAR</i> [3].....	60
FIGURA 34:	DIAGRAMA DE SEQUÊNCIAS POSITIVA E NEGATIVA, RESPECTIVAMENTE, DO AEROGERADOR TIPO III, COM <i>CROWBAR</i> ATIVO EM REGIME TRANSITÓRIO [3]	60
FIGURA 35:	DIAGRAMA DE SEQUÊNCIA POSITIVA E NEGATIVA, RESPECTIVAMENTE, DO AEROGERADOR TIPO III, COM <i>CROWBAR</i> ATIVO, EM REGIME PERMANENTE [3]	61
FIGURA 36:	DIAGRAMA DE SEQUÊNCIA POSITIVA E NEGATIVA, RESPECTIVAMENTE, DO AEROGERADOR TIPO IV [3].....	63
FIGURA 37:	DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO INDICANDO OS TIPOS DE PROTEÇÃO UTILIZADOS EM UMA CGE, COM SUAS RESPECTIVAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO	64
FIGURA 38:	EXEMPLO DE COORDENOGrama FORNECIDO PELO PROGRAMA PTW (CAPTOR) DA SKM® (HTTP://WWW.SKM.COM/FAQ_PTW8.HTML)	66
FIGURA 39:	RELÉ DE PROTEÇÃO VIP 300 FABRICADO PELA EMPRESA SCHNEIDER (ESQUERDA) E REJ 603 FABRICADO PELA EMPRESA ABB (DIREITA)	67
FIGURA 40:	DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E CONTROLE <i>FLEXVUE</i> FABRICADO PELA EMPRESA SCHNEIDER ELECTRIC (ESQUERDA) E <i>PCD</i> FABRICADO PELA EMPRESA ABB (DIREITA)	69
FIGURA 41:	DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E CONTROLE PARA <i>FEEDERS</i> FABRICADO PELAS EMPRESAS SEL (ESQUERDA), SIEMENS (CENTRO) E ALSTOM (DIREITA).....	71
FIGURA 42:	DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DO SISTEMA COLETOR DE MÉDIA TENSÃO (34,5KV).....	75
FIGURA 43:	DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA SUBESTAÇÃO COLETORA 34,5/230KV.....	76
FIGURA 44:	CRIAÇÃO DO BLOCO QUE REPRESENTA O DIAGRAMA DE SEQUÊNCIA POSITIVA, EM REGIME TRANSITÓRIO, COM ATUAÇÃO DO <i>CROWBAR</i> , DO AEROGERADOR TIPO III.....	80
FIGURA 45:	CRIAÇÃO DOS BLOCOS QUE REPRESENTAM O DIAGRAMA DE SEQUÊNCIA POSITIVA, EM REGIME TRANSITÓRIO, COM ATUAÇÃO DO <i>CROWBAR</i> , DOS <i>CLUSTERS</i> DE 6 AEROGERADORES.....	80
FIGURA 46:	REPRESENTAÇÃO DO DIAGRAMA DE SEQUÊNCIA POSITIVA, EM REGIME TRANSITÓRIO, COM ATUAÇÃO DO <i>CROWBAR</i> , DA CGE SIMULADA.....	81
FIGURA 47:	EXEMPLO DA TABELA EM EXCEL DA FERRAMENTA DESENVOLVIDA, CONTENDO OS VALORES DE SAÍDA MEDIDOS NA SIMULAÇÃO 4, QUE SERÁ APRESENTADA NO ITEM 4.6.....	83
FIGURA 48:	LOCALIZAÇÃO DA FALTA NA SIMULAÇÃO 1 COM INDICAÇÃO DOS PONTOS DE MEDIÇÃO	85
FIGURA 49:	CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICA MEDIDA NO PONTO P10, PROVENIENTE DAS FALTAS SIMULADAS NO ALIMENTADOR 8, RESULTANTE DOS MODELOS DE REGIME TRANSITÓRIO E PERMANENTE.....	86
FIGURA 50:	CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO BIFÁSICA MEDIDA NO PONTO P10, PROVENIENTE DAS FALTAS SIMULADAS NO ALIMENTADOR 8, RESULTANTE DOS MODELOS DE REGIME TRANSITÓRIO E PERMANENTE.....	86
FIGURA 51:	CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICA MEDIDA NO PONTO P10, PROVENIENTE DAS FALTAS SIMULADAS NO ALIMENTADOR 8, RESULTANTE DOS MODELOS DE REGIME TRANSITÓRIO E PERMANENTE.....	87
FIGURA 52:	LOCALIZAÇÃO DA FALTA NA SIMULAÇÃO 1 COM INDICAÇÃO DOS PONTOS DE MEDIÇÃO	88
FIGURA 53:	COMPORTAMENTO DAS <i>ICC</i> MÁXIMAS MEDIDAS NO PONTO P1, COM <i>CROWBAR</i> ATIVO (RESULTANTE DOS MODELOS DE REGIME TRANSITÓRIO E PERMANENTE) E COM <i>GSC</i> ATIVO EM $T=0^+$ (OU SEJA, <i>CROWBAR</i> INATIVO)	90
FIGURA 54:	COMPORTAMENTO DAS <i>ICC</i> MÁXIMAS MEDIDAS NO PONTO P2, COM <i>CROWBAR</i> ATIVO (RESULTANTE DOS MODELOS DE REGIME TRANSITÓRIO E PERMANENTE) E COM <i>GSC</i> ATIVO EM $T=0^+$ (OU SEJA, <i>CROWBAR</i> INATIVO)	90
FIGURA 55:	COMPORTAMENTO DAS <i>ICC</i> MÁXIMAS MEDIDAS NOS PONTOS P4 A P11, COM <i>CROWBAR</i> ATIVO (RESULTANTE DOS MODELOS DE REGIME TRANSITÓRIO E PERMANENTE) E COM <i>GSC</i> ATIVO EM $T=0^+$ (OU SEJA, <i>CROWBAR</i> INATIVO)	91

FIGURA 56:	COMPORTAMENTO DAS TENSÕES MÍNIMAS MEDIDAS NO PONTO P13, COM <i>CROWBAR</i> OU <i>GSC</i> ATIVO EM $T=0^+$, MEDIANTE AOS PARÂMETROS DE TEMPO DE ATUAÇÃO EXIGIDOS NOS PROCEDIMENTOS DE REDE	91
FIGURA 57:	INDICAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DA FALTA E DOS PONTOS DE MEDIÇÃO DAS SIMULAÇÕES REALIZADAS.....	92
FIGURA 58:	COMPORTAMENTO DAS <i>ICC</i> MÁXIMAS MEDIDAS NO PONTO P1, COM <i>CROWBAR</i> ATIVO (RESULTANTE DOS MODELOS DE REGIME TRANSITÓRIO E PERMANENTE) E COM <i>GSC</i> ATIVO EM $T=0^+$ (OU SEJA, <i>CROWBAR</i> INATIVO)	93
FIGURA 59:	COMPORTAMENTO DAS <i>ICC</i> MÁXIMAS MEDIDAS NO PONTO P2, COM <i>CROWBAR</i> ATIVO (RESULTANTE DOS MODELOS DE REGIME TRANSITÓRIO E PERMANENTE) E COM <i>GSC</i> ATIVO EM $T=0^+$ (OU SEJA, <i>CROWBAR</i> INATIVO)	94
FIGURA 60:	COMPORTAMENTO DAS <i>ICC</i> MÁXIMAS MEDIDAS NOS PONTOS P4 A P11, COM <i>CROWBAR</i> ATIVO (RESULTANTE DOS MODELOS DE REGIME TRANSITÓRIO E PERMANENTE) E COM <i>GSC</i> ATIVO EM $T=0^+$	94
FIGURA 61:	INDICAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DA FALTA E DOS PONTOS DE MEDIÇÃO DAS SIMULAÇÕES REALIZADAS.....	95
FIGURA 62:	COMPORTAMENTO DAS <i>ICC</i> MÁXIMAS MEDIDAS NO PONTO P2, COM <i>CROWBAR</i> ATIVO (RESULTANTE DOS MODELOS DE REGIME TRANSITÓRIO E PERMANENTE) E COM <i>GSC</i> ATIVO EM $T=0^+$ (OU SEJA, <i>CROWBAR</i> INATIVO)	96
FIGURA 63:	COMPORTAMENTO DAS <i>ICC</i> MÁXIMAS MEDIDAS NO PONTO P11, COM <i>CROWBAR</i> ATIVO (RESULTANTE DOS MODELOS DE REGIME TRANSITÓRIO E PERMANENTE) E COM <i>GSC</i> ATIVO EM $T=0^+$ (OU SEJA, <i>CROWBAR</i> INATIVO)	97
FIGURA 64:	COMPORTAMENTO DAS <i>ICC</i> MÁXIMAS MEDIDAS NOS PONTOS P4 A P10, COM <i>CROWBAR</i> ATIVO (RESULTANTE DOS MODELOS DE REGIME TRANSITÓRIO E PERMANENTE) E COM <i>GSC</i> ATIVO EM $T=0^+$ (OU SEJA, <i>CROWBAR</i> INATIVO)	97
FIGURA 65:	INDICAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DA FALTA E DOS PONTOS DE MEDIÇÃO DAS SIMULAÇÕES REALIZADAS.....	99
FIGURA 66:	COMPORTAMENTO DAS <i>ICC</i> MÁXIMAS MEDIDAS NO PONTO P2, COM <i>CROWBAR</i> ATIVO (RESULTANTE DOS MODELOS DE REGIME TRANSITÓRIO E PERMANENTE) E COM <i>GSC</i> ATIVO EM $T=0^+$ (OU SEJA, <i>CROWBAR</i> INATIVO)	100
FIGURA 67:	COMPORTAMENTO DAS <i>ICC</i> MÁXIMAS MEDIDAS NO PONTO P11, COM <i>CROWBAR</i> ATIVO (RESULTANTE DOS MODELOS DE REGIME TRANSITÓRIO E PERMANENTE) E COM <i>GSC</i> ATIVO EM $T=0^+$ (OU SEJA, <i>CROWBAR</i> INATIVO)	100
FIGURA 68:	COMPORTAMENTO DAS <i>ICC</i> MÁXIMAS MEDIDAS NOS PONTOS P4 A P10, COM <i>CROWBAR</i> ATIVO (RESULTANTE DOS MODELOS DE REGIME TRANSITÓRIO E PERMANENTE) E COM <i>GSC</i> ATIVO EM $T=0^+$ (OU SEJA, <i>CROWBAR</i> INATIVO)	101
FIGURA 69:	COORDENAÇÃO DAS PROTEÇÕES SENSIBILIZADAS PARA FALTAS NA CENTRAL DE TRANSFORMAÇÃO MAIS AFASTADA DA SE COLETORA	103
FIGURA 70:	INDICAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DA FALTA E MEDIÇÃO DOS PONTOS SOB ANÁLISE	105
FIGURA 71:	INDICAÇÃO DAS TENSÕES MÍNIMAS MEDIDAS NOS AEROGERAADORES PARA FALTAS SIMULADAS NA FRONTEIRA COM O <i>S/N</i> , INDICANDO OS TEMPOS DE ATUAÇÃO E AS EXIGÊNCIAS DE <i>FRT</i>	109
FIGURA 72:	INDICAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DA FALTA E MEDIÇÃO DOS PONTOS SOB ANÁLISE	111
FIGURA 73:	INDICAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DA FALTA E MEDIÇÃO DOS PONTOS SOB ANÁLISE	113
FIGURA 74:	INDICAÇÃO DAS TENSÕES MÍNIMAS MEDIDAS NOS ALIMENTADORES PARA FALTAS SIMULADAS NA FRONTEIRA COM O <i>S/N</i> , INDICANDO OS TEMPOS DE ATUAÇÃO E AS EXIGÊNCIAS DE <i>FRT</i>	115
FIGURA 75:	COORDENOGAMA DE ATUAÇÃO DAS PROTEÇÕES DE SOBRECORRENTE DE FASE DO SETOR DE 34,5KV	120
FIGURA 76:	COORDENOGAMA DE ATUAÇÃO DAS PROTEÇÕES DE SOBRECORRENTE DE NEUTRO DO SETOR DE 34,5KV	121

LISTA DE TABELAS

TABELA 1:	RELAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS PRINCIPAIS AEROGERADORES COMERCIALIZADOS NO BRASIL	27
TABELA 2:	DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E MANOBRA UTILIZADOS NAS CENTRAIS DE TRANSFORMAÇÃO	30
TABELA 3:	DADOS TÉCNICOS PARA FORMAÇÃO DE <i>CLUSTERS</i> DO SISTEMA COLETOR.	35
TABELA 4:	RELAÇÃO DAS PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DE UM ARRANJO <i>BS</i>	36
TABELA 5:	RELAÇÃO DAS PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DE UM ARRANJO <i>BPT</i>	37
TABELA 6:	RELAÇÃO DAS PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DE UM ARRANJO <i>BD4C</i>	37
TABELA 7:	RELAÇÃO DAS PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DE UM ARRANJO <i>DJM</i>	38
TABELA 8:	REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA ACESSO DE <i>CGE</i> NO <i>SIN</i> (QUADRO 6, <i>SUBMÓDULO 3.6 - PROCEDIMENTOS DE REDE, 2010</i>)	40
TABELA 9:	AVALIAÇÃO COMPARATIVA DAS METODOLOGIAS PESQUISADAS NO LEVANTAMENTO BIBLIOGRÁFICO	47
TABELA 10:	DIFERENTES TÉCNICAS PARA PROTEÇÃO DO <i>RSC</i>	55
TABELA 11:	CODIFICAÇÃO DA TABELA ANSI PARA AS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO APLICÁVEIS A UMA <i>CGE</i>	65
TABELA 12:	DADOS ELÉTRICOS DO AEROGERADOR SIMULADO NO CASO BASE	73
TABELA 13:	DADOS ELÉTRICOS DO TRANSFORMADOR ELEVADOR INSTALADO NO PÉ DA TORRE DO AEROGERADOR	74
TABELA 14:	DADOS ELÉTRICOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO INTERNA DO SISTEMA COLETOR DE MÉDIA TENSÃO	74
TABELA 15:	DADOS ELÉTRICOS DOS TRANSFORMADORES DA <i>SE</i> COLETORA	76
TABELA 16:	DADOS ELÉTRICOS DA LINHA DE TRANSMISSÃO DE 230KV.....	78
TABELA 17:	TABELA COMPARATIVA DAS CONTRIBUIÇÕES DE CURTO-CIRCUITO EM REGIME TRANSITÓRIO E PERMANENTE DAS DIFERENTES TOPOLOGIAS.....	85
TABELA 18:	INDICAÇÃO DAS CONTRIBUIÇÕES DE CURTO-CIRCUITO EM REGIME TRANSITÓRIO E PERMANENTE NOS PONTO INDICADOS NO UNIFILAR	89
TABELA 19:	INDICAÇÃO DAS TENSÕES MÍNIMAS MEDIDAS NOS AEROGERADORES PROVENIENTES DE UMA FALTA NA FRONTEIRA COM O <i>SIN</i>	89
TABELA 20:	INDICAÇÃO DAS CONTRIBUIÇÕES DE CURTO-CIRCUITO EM REGIME TRANSITÓRIO E PERMANENTE NOS PONTO INDICADOS NO UNIFILAR	93
TABELA 21:	INDICAÇÃO DAS CONTRIBUIÇÕES DE CURTO-CIRCUITO EM REGIME TRANSITÓRIO E PERMANENTE NOS PONTO INDICADOS NO UNIFILAR	96
TABELA 22:	INDICAÇÃO DAS CONTRIBUIÇÕES DE CURTO-CIRCUITO EM REGIME TRANSITÓRIO E PERMANENTE NOS PONTO INDICADOS NO UNIFILAR	99
TABELA 23:	MEDIÇÃO DOS FASORES DAS CORRENTES EM REGIME PERMANENTE DE FALTAS DUPLA-FASE E TRIFÁSICA	104
TABELA 24:	DEFINIÇÃO DOS AJUSTES DE SOBRECORRENTE DE FASE TEMPORIZADA E INSTANTÂNEA (ANSI 50/51) NA BASE 34,5KV / 2,0MVA	106
TABELA 25:	VALORES RESULTANTES DA SOMATÓRIA FASORIAL DAS CORRENTES EM REGIME PERMANENTE PARA FALTAS MONOFÁSICAS	107
TABELA 26:	DEFINIÇÃO DOS AJUSTES DE SOBRECORRENTE DE NEUTRO TEMPORIZADA E INSTANTÂNEA (ANSI 50/51N) NA BASE 34,5KV / 2,0MVA.....	108
TABELA 27:	AJUSTE DAS PROTEÇÕES RECOMENDADAS PELO SUBMÓDULO 3.6 PARA AJUSTE DAS PROTEÇÕES DE TENSÃO E FREQUÊNCIA	110
TABELA 28:	DEFINIÇÃO DOS AJUSTES DE SOBRECORRENTE DE FASE TEMPORIZADA E INSTANTÂNEA (ANSI 50/51) NA BASE 34,5KV / 12,0MVA	112
TABELA 29:	DEFINIÇÃO DOS AJUSTES DE SOBRECORRENTE DE NEUTRO TEMPORIZADA E INSTANTÂNEA (ANSI 50/51N) NA BASE 34,5KV / 12,0MVA.....	114
TABELA 30:	AJUSTE DAS PROTEÇÕES RECOMENDADAS PARA AS CENTRAIS DE TRANSFORMAÇÃO	115

TABELA 31: DEFINIÇÃO DOS AJUSTES DE SOBRECORRENTE DE FASE TEMPORIZADA E INSTANTÂNEA (ANSI 50/51) NA BASE 34,5KV / 100MVA 117

TABELA 32: DEFINIÇÃO DOS AJUSTES DE SOBRECORRENTE DE NEUTRO TEMPORIZADA E INSTANTÂNEA (ANSI 50/51N) NA BASE 34,5KV / 100MVA..... 119

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	<i>Alternating current</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BD4C	Barra dupla com 4 chaves
BIG	Banco de informações de geração
BP	Barramento principal
BPT	Barra principal e transferência
BS	Barramento simples
BT	Barramento de Transferência
CA	Cabo de alumínio nu
CAA	Cabo de alumínio nu com alma de aço
CAL	Cabo de alumínio nu com liga de alumínio
CCT	Contrato de conexão de transmissão
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CGE	Central de Geração Eólica
DC	<i>Direct current</i>
DFIG	<i>Double Feed Induction Generator</i>
DJM	Disjuntor e meio
dq	direto e em quadratura
EESG	<i>Electrically Excited Synchronous Generator</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	<i>Full Converter</i>
FRT	<i>Fault Ride Through</i>
GSC	<i>Grid Side Converter</i>
I_{cc}	Corrente de curto-circuito
IED	<i>Intelligent Electronic Devices</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
LT	Linha de transmissão
LVRT	Low Voltage Ride Through

MT	Média Tensão
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
PR	Procedimento de Rede
pu	por unidade
PVC	Cloreto de policloreto de vinila (material isolante)
PWM	<i>Pulse width modulation</i>
RPM	Rotação por minuto
RSC	<i>Rotor Side Converter</i>
SCIG	<i>Squire Cage Induction Generator</i>
SCR	<i>Short Circuit Ratio</i>
SE	Subestação de energia elétrica
SF₆	Hexafluoreto de enxofre (gás isolante)
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de corrente
TIE	Interligação / atar
TP	Transformador de potencial
Trip	desligamento / desarme
TSA	<i>Turbine supply agreement</i>
VF	Velocidade fixa
VV	Velocidade variável
WRIG	<i>Wound Rotor Induction Generator</i>

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	15
1. CENTRAIS DE GERAÇÃO EÓLICA	19
1.1 Aerogerador	20
1.2 Centrais de transformação	28
1.3 Rede Coletora	30
1.3.1 Redes Coletoras aéreas e subterrâneas	33
1.4 Subestação Coletora	35
1.5 Acesso ao Sistema Interligado Nacional	39
1.5.1 Requisitos mínimos para conexão de <i>CGE</i> na rede básica	39
1.5.2 Requisitos mínimos para Subestações	40
1.5.3 Sistema de Proteção e Controle	42
2. Procedimento para cálculo das correntes de curto-circuito em centrais de geração eólica	44
2.1 Modelagem do aerogerador tipo I (SCIM)	48
2.2 Modelagem do aerogerador tipo II (<i>WRIG</i>)	52
2.3 Modelagem do aerogerador tipo III (<i>DFIG</i>)	53
2.4 Modelagem do aerogerador tipo IV (<i>FC</i>)	62
3. Sistema de Proteção das Centrais de Geração Eólica	64
3.1 Sistema de proteção dos aerogeradores	67
3.2 <i>Sistema de Proteção das Centrais de Transformação</i>	68
3.3 Sistema de Proteção da <i>SE</i> Coletora	70
3.3.1 Proteção dos alimentadores	70
3.3.2 Proteção do Transformador, Barras e Linhas de Transmissão	71
4. Metodologia de cálculo de curto-circuito aplicado a uma <i>CGE</i> hipotética	72
4.1 Apresentação do caso base	72
4.2 Ferramenta computacional desenvolvida para cálculo das correntes de curto-circuito em <i>CGE</i>	79
4.3 Contribuição das diferentes topologias	84
4.4 Curto-circuito no <i>bay</i> de acesso ao <i>SIN</i>	88
4.5 Curto-circuito no setor de 230kV da <i>SE</i> Coletora	92
4.6 Curto-circuito no alimentador 8	95
4.7 <i>Curto-Circuito no último aerogerador do cluster 8</i>	98
5. Ajustes das proteções aplicadas às <i>CGE</i>	102
5.1 Ajustes da proteção dos aerogeradores	102
5.2 Ajustes das proteções do setor de 34,5kV	103
5.2.1. Definição dos ajustes de proteção da central de transformação	103
5.2.2. Definição dos ajustes de proteção dos alimentadores	110
5.2.3. Definição dos ajustes de proteção do disjuntor secundário do transformador de força	115
5.3 Coordenograma das proteções do setor de 34,5kV	119
5.4 Ajustes das proteções do setor de 230kV	122
REFERÊNCIAS	124

INTRODUÇÃO

Há milhares de anos a energia cinética presente no movimento das massas de ar é convertida em energia mecânica para diversas aplicações, que vão desde o bombeamento de água e moagem de grãos, por exemplo, até a movimentação de caravelas que impulsionaram o desenvolvimento demográfico da humanidade.

No século XIX surgiram as primeiras tentativas de converter energia eólica em energia elétrica, e somente após a década de 70, motivados pela crise internacional do petróleo e pelo acidente na usina de Chernobyl, mas principalmente pelo acelerado desenvolvimento industrial alemão, que ocorreram os primeiros investimentos que viabilizariam a fabricação de aerogeradores em larga escala, e acelerando seu desenvolvimento tecnológico.

A primeira turbina eólica ligada a uma rede elétrica pública foi instalada em 1976, na Dinamarca, e em 1992 no Brasil, no arquipélago de Fernando de Noronha. Atualmente, existem mais de 30 mil turbinas eólicas em operação no mundo e as metas de crescimento neste segmento são bastante otimistas, estimando-se que até o ano de 2020 aproximadamente 12% de toda energia elétrica gerada no planeta será proveniente do potencial eólico (*ANEEL, Atlas da Energia Elétrica 2ª edição*).

A dependência da humanidade em consumir energia elétrica vai além da comodidade usual proporcionada pela conversão desta energia em luz, calor ou movimento. A energia elétrica é um bem público (*Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1926*) e sua disponibilidade está diretamente relacionada ao desenvolvimento socioeconômico de uma determinada região.

Essa afirmação é muito perceptível na rotina do homem moderno, principalmente quando submetidos a interrupções em seu abastecimento, já que os transtornos causados pela sua ausência, mesmo que temporária, são sensíveis a todos os tipos de atividades (trabalho, lazer e educação) sejam estes consumidores residenciais ou de grandes indústrias.

Por este motivo, a busca contínua pela diversificação da matriz energética e pelo aumento da confiabilidade no abastecimento e operação do sistema interligado

nacional (*SIN*), traz consigo grandes desafios e inovações tecnológicas que exigem dinamismo dos procedimentos utilizados para projetar um sistema de proteção, principal responsável pela continuidade do abastecimento de energia elétrica durante situações de falta no *SIN*.

A matriz energética brasileira ainda é caracterizada pela predominância de grandes centrais de geração hidrelétrica, chegando a 63,79% de toda potência disponível, seguido pelas térmicas a gás, carvão e biomassa que somam 24,47% (*ANEEL, BIG-Banco de Informações de Geração*).

Porém, dada a dificuldade de construção de novas centrais hidrelétricas devido o distanciamento dos centros de carga, além dos impactos ambientais inerentes à construção de reservatórios e de suas longas linhas de transmissão, assim como ocorre nas centrais de geração térmica, que possuem além do elevado custo de combustível, aspectos ambientais relacionados ao aquecimento global e a emissão de CO₂, motiva-se cada vez mais a competitividade das centrais de geração eólica na comercialização de energia elétrica no Brasil.

No ano de 2012 o Brasil alcançou a 8ª colocação no ranking dos países com maior crescimento na quantidade de giga watts instalado, ocupando a 20ª posição no ranking mundial de produção de energia eólica, com perspectiva de chegar a 4ª ou 5ª posição em 2016 (*ANEEL, Projeto estratégico: Desenvolvimento de Tecnologia Nacional de Geração Eólica 2013*).

Além do “custo zero” na obtenção do combustível motriz desse tipo de fonte, os custos de construção estão cada vez mais competitivos e a capacidade instalada cada vez maior. De acordo com o Boletim Energético Nacional de 2013 (*BEN2013*) divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética (*EPE*), os valores mostram que a energia eólica cresceu sua capacidade instalada em 32,8%, e sua geração em 86,7%, demonstrando que além dos novos projetos em construção, o avanço tecnológico dos aerogeradores vem resultando em fatores de capacidade cada vez maiores.

Os impactos do aumento da energia gerada por potencial eólico na operação do *SIN* são preocupantes e têm chamado a atenção do Operador Nacional do Sistema (*ONS*)

devido à sazonalidade dos ventos e demais aspectos relacionados à estabilidade, confiabilidade e operacionalidade de seu sistema frente a este forte crescimento.

Segundo *Reichard, Finney e Garrity (2007)* a seleção de equipamentos de proteção adequados e os ajustes de relés de proteção para plantas de energia eólica, apresentam desafios únicos para os engenheiros de proteção devido aos diferentes tipos de geradores de turbinas eólicas e seu comportamento durante condições de curto-circuito.

Outros fatores, tais como o rápido avanço tecnológico dos aerogeradores, a recente introdução deste tipo de fonte na matriz energética, a competência técnica majoritariamente estrangeira, e principalmente, o segredo industrial com o qual é tratado o sistema de controle dos aerogeradores, resultaram na inexistência de modelos que fossem amplamente utilizados e aplicáveis para o cálculo das correntes de curto-circuito (I_{cc}) em *CGE*. O mesmo não ocorre nas demais plantas de geração, onde os diagramas de sequência são amplamente conhecidos, e seus parâmetros são facilmente obtidos e implementados em *softwares* comerciais para cálculo dessas correntes.

Por este motivo, foram analisados e avaliados trabalhos e artigos publicados na literatura internacional, abordando a definição de modelos baseados em diagramas sequenciais para os diferentes tipos de aerogeradores necessários ao cálculo das correntes de curto-circuito em sistemas com esse tipo de equipamento.

Os resultados obtidos ao longo deste trabalho de pesquisa são apresentados conforme descrito a seguir:

No capítulo 1 descreve-se a arquitetura e o *leiaute* utilizado atualmente nos projetos de implementação das modernas *CGE*. Apresenta-se também uma descrição detalhada das características técnicas dos principais equipamentos elétricos que integram esses complexos.

No capítulo 2 são apresentados e analisados os diagramas sequenciais dos aerogeradores aplicáveis ao cálculo das correntes de faltas, simétricas e assimétricas, no período transitório e no regime permanente. Os diagramas apresentados baseiam-se somente em dados facilmente disponíveis na etapa de projeto da planta eólica e

fornece resultados plenamente satisfatórios para a execução da tarefa de ajuste das funções de proteção.

No capítulo 3 discute-se os dispositivos e funções de proteção utilizados para a detecção e isolamento das faltas que possam ocorrer na rede elétrica interna da *CGE* ou nas linhas que o conectam com o sistema interligado.

No capítulo 4 é apresentado um estudo de caso, com a aplicação da metodologia proposta para cálculo das correntes de falta à rede elétrica de uma *CGE* hipotética.

Os resultados desse estudo de curto-circuito são utilizados no capítulo 5 para a elaboração do projeto de coordenação das principais funções de proteção da planta eólica.

1. CENTRAIS DE GERAÇÃO EÓLICA

Central de geração eólica (*CGE*) é o nome dado ao conjunto de equipamentos e sistemas destinados à geração, coleta e transmissão de toda energia convertida da fonte eólica em eletricidade.

Figura 1: Ilustração esquemática dos principais equipamentos que compõem uma Central de Geração Eólica (adaptado de *ALSTOM, AUdEE 2012*)

A figura 1 demonstra de forma bastante didática as diferentes interfaces que compõem uma *CGE* em fase de operação, facilitando a compreensão e visualização do trajeto que a energia elétrica percorrerá até o seu acesso ao sistema de transmissão. Os equipamentos e subsistemas envolvidos neste processo são:

- 1) Aerogerador;
- 2) Central de transformação;
- 3) Rede Coletora;
- 4) Subestação Coletora; e
- 5) Linha de Transmissão.

A proposta para maior compreensão destes conjuntos é avaliá-los de forma independente, permitindo maior aprofundamento de suas características técnicas e aspectos relacionados à sua funcionalidade.

1.1 Aerogerador

O aerogerador é um equipamento integrado, composto por diversos componentes de alta complexidade eletromecânica que, em conjunto, compõem três grupos construtivos, o captor de vento, o sistema de transmissão mecânica e o sistema de geração de energia elétrica. A figura 2 demonstra o corte de um aerogerador típico, agrupando cada componente indicado ao seu respectivo grupo construtivo:

Figura 2: Corte esquemático com vista interna dos diferentes componentes de um aerogerador típico (adaptado de <http://www.dforcesolar.com>)

a) Captor de vento

- 1 - pás dos aerogeradores
- 2 - cubo do rotor (*hub*)
- 3 - controle de inclinação (*pitch control*)
- 9 - anemômetro
- 10 - cauda
- 13 - unidade guia
- 14 - motor guia

b) Transmissão mecânica

- 4 - freio
- 5 - eixo de baixa velocidade
- 6 - caixa de engrenagens (*gearbox*)
- 12 - eixo de alta velocidade

c) Geração elétrica

7 - gerador elétrico

8 - painéis de controle / transformador elevador (conforme modelo)

Existe ainda um último grupo de componentes responsável pela sustentação do aerogerador, são eles, a plataforma do aerogerador, a nacele (11) e a torre de concreto ou metálica (15).

No Brasil, os aerogeradores comumente comercializados possuem rotores horizontais, apesar de conceitualmente também existir o de eixo vertical, que se difere em custo, eficiência, e ao tipo de vento para o qual apresenta melhor aproveitamento energético.

Tipo de Eixo	Esquemático	Descrição
Vertical		<p>O rotor do tipo Darrieus é constituído por 2 ou 3 pás, funciona através de força de sustentação tendo assim uma eficiência melhor que a do rotor savonius, podendo chegar a 40% em ventos fortes.</p> <p>O rotor do tipo Savonius é um dos mais simples, é movido principalmente pela força de arrasto do ar, sua maior eficiência dá-se em ventos fracos e pode chegar a 20%.</p>
Horizontal		<p>Os rotores de três pás são os mais utilizados para geração de energia elétrica, pois são impulsionados apenas pela força de sustentação, eles são mais estáveis, barateando seu custo e possibilitando a construção de aerogeradores de mais de 100 metros de altura.</p> <p>Os rotores Multipás são por sua vez impulsionados tanto por força de arrasto como por força de sustentação, esses rotores têm seu pico de eficiência em ventos fracos, com uma eficiência de 30%.</p>

Figura 3: Esquema dos modelos construtivos de aerogeradores com eixos vertical e horizontal

Para calcular a potência gerada por um aerogerador típico de rotor horizontal, utiliza-se a seguinte equação:

$$P[w] = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_p \cdot \pi \cdot r^2 \cdot V_w^3 \quad (1)$$

Onde:

P Potência mecânica no rotor em [W]

V_w Velocidade do vento no centro do rotor [m/s]

r Raio das pás [m]

ρ Densidade do ar [kg/m³], tipicamente 1,23[kg/m³]

C_p Coeficiente aerodinâmico da parcela convertida da energia cinética (tipicamente igual a 0,4)

Com o desenvolvimento tecnológico, os aerogeradores ganharam módulos de controle que permitiram aos seus geradores, desacoplar a frequência de geração da frequência da rede pela conversão total ou parcial da potência gerada, modulada por conversores ligados ao rotor e estator do gerador elétrico.

A utilização de conversores segmentou os aerogeradores em grupos construtivos, criou novas topologias, e permitiu o desenvolvimento de novas tecnologias (*UPWIND 2007*).

Os grupos construtivos podem ser configurados, apesar de seguirem uma certa tendência de relação custo benefício definida pelo fabricante para seu produto mais competitivo. Os principais grupos construtivos são:

- a.) **Tipos de rotação:** velocidade fixa (*VF*); velocidade variável limitada (*VVL*); velocidade variável (*VV*);
- b.) **Regulagem de força ou mecanismo de controle:** controle estol (*stall*); controle de estol ativo; controle de passo (*pitch*);
- c.) **Trem de acionamento (*drive train*)**; com caixa de engrenagem (multiplicadora); sem caixa de engrenagem (acionamento direto);
- d.) **Tipo de torre:** metálica, concreto, treliçada ou híbrida;
- e.) **Elevação de tensão:** com transformador a seco, a óleo (tanque corrugado), ou ainda sem fornecimento de transformador.

O gerador elétrico que será mecanicamente acoplado ao rotor da turbina, é classificado através de 4 diferentes topologias, conforme detalhado a seguir:

Tipo I: construído com geradores de indução com rotor em gaiola, opera em velocidade fixa com controle stol e caixa de engrenagens, sendo comercializado principalmente entre os anos 80 e 90.

Este gerador utiliza a frequência da rede como referência, fazendo com que a máquina opere através do acoplamento mecânico a um multiplicador de velocidades, que permite, dentro de um range pré-determinado, compensar a velocidade das pás (normalmente entre 20 a 150 rpm), fazendo a manutenção da velocidade de rotação do rotor (normalmente entre 1200 a 1800 rpm) para que ela seja ligeiramente maior

do que a velocidade síncrona (campo girante), e o escorregamento resultante apresente valor negativo e a turbina eólica opere em modo de geração de energia.

A partida dos aerogeradores tipo I é realizada através de *soft-starter*, o qual é curto-circuitado por um contador de *by-pass* durante a operação normal. Devido ao elevado consumo de energia reativa dos geradores de indução com rotor em gaiola, são instalados estágios de compensação de energia reativa para adequação do fator de potência, conforme observado na figura 4.

Figura 4: Diagrama de blocos do aerogerador tipo I (*Squirrel Cage Induction Generator - SCIG*)

Tipo II: semelhante ao tipo I, essa topologia também utiliza geradores de indução, partida com *soft-starter*, e estágios de compensação de energia reativa. A principal diferença dessa topologia é que, ao invés de curto-circuitado, o enrolamento do rotor será bobinado e ligado através do sistemas de escova a uma resistencia variável, controlada pelo regulador para manutenção da velocidade do rotor na faixa supersíncrona, conforme indicado na figura 5.

Vale ressaltar que este tipo de controle de velocidade não é sensível a pequenas variações de velocidade de vento, o que resulta em baixo desempenho aerodinâmico, além do consumo excessivo de energia reativa prejudicar na qualidade da energia.

Figura 5: Diagrama de blocos do aerogerador tipo II (*Wound Rotor Induction Generator - WRIG*)

Tipo III: é seguramente a topologia mais comercializada atualmente no Brasil e no mundo. Sua configuração básica é similar a do tipo II, já que ambas utilizam geradores de indução com rotor bobinado.

Seu grande diferencial tecnológico está no uso de conversores eletrônicos para viabilizar o controle completo das potências ativa e reativa, que serão fornecidas à rede. Neste caso, os enrolamentos bobinados do rotor são conectados em paralelo com os enrolamentos do estator através do conversor bidirecional de potência AC/AC, como mostrado na figura 6.

Parte da energia gerada é convertida e modulada pela eletrônica de potência, possibilitando aumento da faixa de velocidade de operação entre 70 a 130% da velocidade nominal, aumento da eficiência energética do gerador, diminuição do stress mecânico no acoplamento com as pás, e principalmente, a viabilidade na integração dos aerogeradores desta topologia com os sistemas interligados.

A viabilidade de integração de aerogeradores em sistemas interligados, mesmo com a intensa sazonalidade dos ventos, é possível graças à rápida atuação da malha de controle vetorial utilizada nesses conversores, que permitem ao gerador de indução desta topologia, atender aos critérios de estabilidade requerida pela operação do

sistema interligado, uma vez que amplitude, fase e frequência de geração serão compensadas e definidas pelos conversores, tendo como parâmetro de controle as medições realizadas no lado da rede.

Vale ressaltar que, assim como ocorre nas topologias I e II, é possível trabalhar com velocidade sub-síncrona (velocidade do rotor inferior à velocidade do campo girante) ou super-síncrona (velocidade do rotor superior à velocidade do campo girante), extraindo, neste caso, potência ativa dos enrolamentos do rotor e do estator do gerador de indução.

Com o acesso *SIN*, alguns dispositivos especiais de proteção fizeram-se necessários para permitir a continuidade do abastecimento de energia sem danificar os aerogeradores na ocorrência de afundamentos de tensão (*Low Voltage Ride Through - LVRT*) proveniente de chaveamentos na rede, por exemplo, ou de situações de falta (*Fault Ride Through - FRT*) no sistema de transmissão.

Figura 6: Diagrama de blocos aerogerador tipo III (*Doubly Feed Induction Generator – DFIG*)

Tipo IV: representa atualmente a topologia de tecnologia mais avançada, permitindo diferentes configurações nos componentes internos do aerogerador, uma vez que toda potência gerada será modulada pelos conversores eletrônicos como mostrado na figura 7.

Das configurações possíveis, as mais comumente encontradas são máquinas síncronas de excitação através de ímãs permanentes (*Permanent Magnet Synchronous Generator - PMSG*) ou elétrica (*Electrically Excited Synchronous Generator - EESG*), sendo possível em alguns casos, eliminar a caixa e engrenagens conectadas ao rotor do gerador elétrico.

Esta topologia possui outras vantagens quando comparada com as apresentadas anteriormente, como a facilidade de manutenção, aumento da eficiência aerodinâmica, maior controle das correntes de curto-circuito, estabilidade de tensão e frequência, controle de energia reativa e distorções harmônicas, uma vez que o controle aplicado aos conversores desta topologia possuem capacidade de conversão de toda potência gerada, funcionando de forma similar a um compensador estático.

O elevado custo dos conversores tem dificultado a comercialização deste tipo de aerogerador no Brasil, mesmo subtraindo os valores referentes à caixa de engrenagens e demais benefícios, como o custo estimado para *O&M*, aquisição de banco de capacitores e/ou e/ou reatores, e dos filtros harmônicos para atendimento ao procedimento de rede.

Figura 7: Diagrama de blocos aerogerador Tipo IV (*Full Converter - FC*)

(*) possibilidade de eliminação da caixa de engrenagens

Conhecidos os grupos construtivos e as diferentes topologias, outras informações importantes devem ser avaliadas para escolha do aerogerador mais apropriado. São elas:

- Adequabilidade à classe de vento local (esforço mecânico);
- Compatibilidade da curva de potência com o perfil de vento local;
- Definição do leiaute do parque (quantidade e espaçamento dos aerogeradores) que apresente bom fator de capacidade (perdas por efeito esteira);
- Avaliar altura ideal para instalação do rotor (*shear rate*);
- Custo do MW/m² gerado por cada fabricante;
- Custo de implantação da obra civil (estradas de acesso, plataformas, etc);
- Custo para implantação do sistema de conexão (rede coletora, subestação, linha de transmissão, etc.).

A tabela 1 demonstra os principais modelos comercializados no Brasil, bem como seus principais dados construtivos.

Fabricante	Modelo	Potência	Topologia	Altura eixo	Diâm. Rotor
IMPESA	IWP-83	2,10 MW	PMSG	72 a 100m	83m
	IWP-85	2,00 MW	PMSG	60 a 72m	85m
	IWP-100	2,00 MW	PMSG	85 a 100m	103m
ALSTOM	ECO 110	3,00 MW	DFIG	75 a 100m	110m
	ECO 122	2,7 e 3MW	DFIG	89m	122m
WEG	AGW110	2,10 MW	PMSG	80 a 120m	110m
	AGW100	2,20 MW	PMSG	80 a 120m	110m
	AGW93	2,30 MW	PMSG	80 a 120m	93m
WOBBEN	E-82	2 a 3 MW	EESG	78 a 138m	82m
	E-92	2 a 3 MW	EESG	85 a 104m	92m
VESTAS	V100	1,8 e 2 MW	DFIG	80 a 95m	100m
	V110	2 e 2,2 MW	DFIG	65 a 105m	90m
GE	GE 107	2 e 2,4 MW	DFIG	80m	107m
	GE 116	2 e 2,3 MW	DFIG	80m	116m
GAMESA	G97	2,00 MW	DFIG	78 a 120m	97m
	G114	2,50 MW	DFIG	80 a 125m	114m
ACCIONA	AW116	3,00 MW	DFIG	100 a 120m	116m
	AW125	3,00 MW	DFIG	100 a 120m	125m
SUZLON	S95	2,10 MW	DFIG	80 a 100m	95m
	S97	2,10 MW	DFIG	80 a 100m	97m

Tabela 1: Relação das características técnicas dos principais aerogeradores comercializados no Brasil

1.2 Centrais de transformação

As centrais de transformação, também conhecidas como subestações unitárias, são compostas basicamente por transformadores elevadores associados a um dispositivo de manobra e proteção, sendo este conjunto responsável pela elevação do nível da tensão de geração fornecida pelos aerogeradores (400 a 12000V) para o nível de tensão de distribuição (12 a 34,5kV). O método construtivo e os equipamentos de manobra e proteção utilizados nas centrais de transformação podem variar, conforme concepção adotada durante o desenvolvimento do projeto básico.

Dos diferentes tipos construtivos, algumas centrais de transformação são instaladas dentro das torres (figura 9) ou Naceles (figura 8), sendo nestes casos, fornecida conjuntamente com os aerogeradores dentro do contrato de aquisição das turbinas (*Turbine Supply Agreement - TSA*).

Já aqueles aerogeradores que possuem concepção construtiva mais antiga e/ou possuem torres de menor diâmetro, as centrais de transformação deverão ser instaladas fora da área destinada à fundação do aerogerador (figuras 10 e 11), podendo seus equipamentos serem próprios para instalação interna ou externa, conforme exemplificado nas figuras a seguir.

Figura 8: Instalação dentro da nacela do aerogerador (Vestas, 2011)

Figura 9: Instalação dentro da base da torre do aerogerador (ACCIONA, 2013)

Figura 10: Instalação fora da base do aerogerador em edificação de concreto pré-moldado com equipamentos de uso interno (INOVA Energy, 2012)

Figura 11: Instalação fora da base do aerogerador, normalmente localizada ao lado do *crane-pad*, com equipamentos de uso externo

Os equipamentos de proteção e manobra utilizados nas centrais de transformação, variam conforme aplicação e a confiabilidade operativa. Outros critérios, como nível de tensão, potência da carga a ser manobrada, e capacidade disruptiva, também devem ser avaliadas durante a elaboração do projeto da central de transformação.

Dispositivo de Proteção	Nível de tensão	Potência do aerogerador	Taxa de Falha	Custo
Chave fusível Uso externo, meio isolante: ar, uso para topologia radial simples	até 34,5kV	até 500kW	Elevada	Baixo
Religador Uso externo, meio isolante SF_6 , sensores de corrente e potencial embutidos, com dispositivo de proteção e controle acoplado (proteção de sobrecorrente, direcional, tensão, frequência e religamento)	até 34,5kV	Sem restrições	Baixa, porém suscetível às intempéries	Médio
Chave fusível ou Seccionadora Uso interno, abertura rápida com disparador de <i>trip</i> , manobra sob carga, meio isolante SF_6	até 34,5kV	até 2.000kW	Média	Médio
Disjuntor Uso interno, isolado em SF_6 /vácuo, meio isolante ar/ SF_6 (<i>metal clad/metal enclosed</i>), com dispositivo de proteção e controle (proteção de sobrecorrente, direcional, tensão, frequência e religamento)	até 34,5kV	Sem restrições	Baixa	Alto

Tabela 2: Dispositivos de proteção e manobra utilizados nas centrais de transformação

1.3 Rede Coletora

Dá-se o nome de rede coletora à rede de distribuição utilizada para interligação dos aerogeradores de um determinado parque eólico com a Subestação Coletora conforme indicado na figura 12. Sua instalação é bastante similar a das redes urbanas das concessionárias de distribuição, inclusive seguem os mesmos princípios construtivos e critérios normativos.

Figura 12: Esquemático de rede interna radial simples, coletando a energia gerada de cada aerogerador com a Subestação Coletora.

As redes coletoras podem ser implementadas de diferentes formas e em diferentes topologias, buscando sempre o ponto ótimo na relação confiabilidade *versus* investimento. Além da topologia, é necessário que sejam respeitados os limites de queda de tensão e perdas elétricas informadas na nota técnica do documento de cadastramento deste projeto.

Das topologias possíveis, a radial simples (figura 13) é seguramente a mais utilizada nas *CGE* construídas no Brasil. Ela é composta por um único alimentador desde o ponto de origem no agrupamento do primeiro aerogerador, até sua conexão com o barramento da subestação coletora. Por ser a topologia mais simples, também é aquela que apresenta menor custo e rapidez de implantação.

Figura 13: Exemplo de rede coletora construída com topologia radial simples

Este tipo de topologia consegue isolar as faltas ocorridas em trechos intermediários da rede coletora com perda parcial de geração. Já na ocorrência de uma falta no trecho mais próximo do barramento da subestação coletora, ocorrerá perda total da geração conectada neste circuito.

A configuração em anel demonstrada na figura 14, por sua vez, possui maior confiabilidade por permitir a passagem da energia gerada por dois caminhos distintos entre o ponto de origem e sua conexão final no barramento da subestação coletora. É conveniente observar que essa configuração também opera de forma radial durante a operação normal do parque, dado que uma das seccionadoras instaladas em série com o circuito alimentador deve ser mantida aberta.

Uma configuração intermediária com anel parcial também pode ser implementada nos casos em que o espaçamento entre aerogeradores ou a limitação de condutores e equipamentos de manobra inviabilizem o fechamento completo deste anel até o barramento da subestação coletora.

Devido ao custo adicional com condutores e implantação, as configurações em anel e anel parcial possuem baixo índice de utilização no Brasil, mas são encontradas com frequência em parques eólicos instalados em outros países.

Figura 14: Exemplo de rede coletora construída com topologia anel e anel parcial

1.3.1 Redes Coletoras aéreas e subterrâneas

Existem basicamente dois tipos construtivos de redes coletoras que podem ser implementadas nas topologias descritas anteriormente. São elas:

- a) **Rede Subterrânea:** confeccionada com cabos isolados especiais (normalmente cabos bloqueados contra umidade - Linha Wind dos principais fabricantes) para instalação diretamente enterrada ou através de dutos (como nos trechos de travessia de via, por exemplo), ambos instalados em valas escavadas prioritariamente ao longo das vias de acesso interno das *CGE*.

Estes condutores são dispostos em trifólio, acompanhados dos condutores de aterramento e fibra-óptica, cobertos com areia compactada até que se obtenha a dissipação térmica considerada nos memoriais de cálculo de dimensionamento desses condutores. Marcos de *PVC* ou de concreto são utilizados para identificar o trajeto da rede, advertindo contra a escavação próximo aos condutores energizados, conforme figura 15.

Figura 15: Desenho esquemático de rede subterrânea com 4 circuitos

As redes subterrâneas possuem maior proteção contra eventos externos, como exposição a rajadas de vento e areia, por exemplo, e por isso apresentam índice de falha menor (os problemas mais comuns ocorrem nas terminações e emendas) quando comparada com as redes aéreas, porém trata-se de solução mais cara.

- b) **Rede Aérea:** comumente construída com cabos nus de Liga de Alumínio (CAL) ou Alumínio com Alma de Aço (CAA), assim como ocorre nos ramais urbanos recém instalados nas principais capitais brasileiras, pode ser implementada com cabos semi-isolados em redes compactas.

Estes condutores são fixados através de isoladores instalados em cruzetas ou vergalhões, sustentados por ferragens fixadas nas estruturas de concreto, da mesma forma e padrão utilizado pelas concessionárias de distribuição de energia na construção de seus ramais de distribuição (figura 16).

Quando comparada com a rede subterrânea, pode-se observar que as redes aéreas possuem maior vulnerabilidade a eventos externos, causados por exemplo, pelo contato acidental de aves de grande porte, pela ocorrência de descargas atmosféricas, ou também por atos de vandalismo.

Por conta dessa exposição, as redes aéreas necessitam de manutenção periódica e podem dificultar a obtenção de licenças ambientais, necessárias à instalação e operação das *CGE*. Entretanto, vale ressaltar que por se tratar de solução mais econômica e de rápida implantação, é utilizada com frequência, principalmente nos parques construídos em regiões mais afastadas do mar.

Figura 16: Desenho esquemático de uma rede aérea compacta (à esquerda) e de uma rede aérea convencional (à direita)

Os critérios para agrupamento de aerogeradores e definição de *clusters*, conforme já comentado, buscam sempre o ponto ótimo na relação confiabilidade *versus* custo de implantação, sendo adaptado conforme necessidade de cada projeto. Por outro lado, é comum encontrar certa padronização desse conceito, influenciado principalmente pelo padrão construtivo de parques de até 30MW para elegibilidade a benefícios fiscais. A tabela 3 traz essas principais características.

Nível Tensão	Topologia	Potência ramal	Potência do Aero	Seções dos cabos isolados	Tipos de Cabo Nu	Distâncias médias
12kV	Radial simples	até 6MW	2 a 3MW	95, 120, 180, 240, 300, 400 e 500mm ²	CAA (Alumínio com alma de aço), CAL (Liga de Alumínio) e CA (Alumínio)	100 à 400m entre aerogeradores, 50 à 100m para contorno de base, e entre 600~10.000m do último aerogerador até a SE Coletora
34,5kV	Radial simples	15 a 18MW	1,7 a 3MW			

Tabela 3: Dados técnicos para formação de *clusters* do sistema coletor.

Na fase de concepção de uma *CGE*, os aerogeradores são dispostos de forma a se obter o melhor aproveitamento energético possível, respeitando as poligonais definidas com base nas restrições ambientais e/ou fundiárias. Somente após definição do posicionamento dos aerogeradores que será possível dimensionar os quantitativos e informações técnicas da rede coletora.

1.4 Subestação Coletora

A Subestação Coletora é a responsável pelo recebimento de toda potência gerada pelos aerogeradores através de sua conexão no barramento de média tensão (entre 12 e 34,5kV) e elevação para tensão de conexão com o *SIN* (entre 69 e 500kV).

Figura 17: Diagrama esquemático de Subestação Coletora e ponto de acesso ao *SIN*

Para definição do leiaute de uma Subestação Coletora deve-se atender aos requisitos mínimos dos Procedimentos de Rede (PR), conforme detalhado em 1.5.3, avaliando-se ainda, demais aspectos relacionados à flexibilidade operativa desejada para a CGE. Os arranjos de barramento do lado de alta tensão normalmente utilizados nas subestações coletoras são:

a) Arranjo Barra Simples

Figura 18: Diagrama Esquemático de Subestação com arranjo barra simples (BS)

Segurança do Sistema		Flexibilidade Operativa	Facilidade de Manutenção Preventiva		
Falha Externa	Falha Interna		Disjuntor	Barramento	Seccionador
Perda do circuito de conexão (S/N)	Perda geral do bay onde está localizada a falha	Nenhuma	Com desligamento do bay onde o disjuntor está instalado	Com desligamento total da Subestação	Com desligamento total (antes do DJ) ou parcial (após os DJ) do bay onde a Seccionadora está instalada

Tabela 4: Relação das principais características de um arranjo BS

b) Arranjo Barra Principal e Transferência

Figura 19: Diagrama Esquemático de Subestação com arranjo barra principal e transferência (BPT)

Segurança do Sistema		Flexibilidade Operativa	Facilidade de Manutenção Preventiva		
Falha Externa	Falha Interna		Disjuntor	Barramento	Seccionador
Perda do circuito de conexão (S/N)	Perda temporária do bay onde está localizada a falha	Razoável, transferência das funções de proteção para o Disjuntor do T/E em caso de falha	Sem necessidade de desligamento do bay onde o disjuntor está instalado	Interrupção somente do barramento desligado (Principal ou de Transferência)	Com desligamento total (antes do DJ) ou parcial (após os DJ) do bay onde a Seccionadora está instalada

Tabela 5: Relação das principais características de um arranjo *BPT*

c) Arranjo Barra Dupla a Quatro Chaves

Figura 20: Diagrama Esquemático de Subestação com arranjo barra dupla com quatro chaves (*BD4C*)

Segurança do Sistema		Flexibilidade Operativa	Facilidade de Manutenção Preventiva		
Falha Externa	Falha Interna		Disjuntor	Barramento	Seccionador
Perda do circuito de conexão (S/N)	Perda temporária do bay onde está localizada a falha	Boa, transferência das funções de proteção para o Disjuntor do T/E em caso de falha	Sem necessidade de desligamento do bay onde o Disjuntor está instalado	Interrupção somente do barramento desligado (Barra 1 ou Barra 2)	Com desligamento parcial ou sem necessidade de desligamento do bay onde o Seccionador está instalado

Tabela 6: Relação das principais características de um arranjo *BD4C*

d) Arranjo disjuntor e meio

Figura 21: Diagrama Esquemático de Subestação com arranjo disjuntor e meio (*DJM*)

Segurança do Sistema		Flexibilidade Operativa	Facilidade de Manutenção Preventiva		
Falha Externa	Falha Interna		Disjuntor	Barramento	Seccionador
Perda do circuito de conexão (S/N)	Sem perda na continuidade do abastecimento de energia	Excelente	Sem necessidade de desligamento da Subestação	Sem necessidade de desligamento da Subestação	Sem necessidade de desligamento da Subestação, desligamento parcial

Tabela 7: Relação das principais características de um arranjo *DJM*

A mesma teoria aplicar-se-á aos arranjos do setor de média tensão, normalmente divididos em seções de barra simples para ligação dos alimentadores com o seu respectivo transformador de força, operando com disjuntor de interligação (*TIE*) em posição normalmente aberta para não elevar desnecessariamente o nível de curto-circuito, conforme figura 22.

Desta forma, o disjuntor de interligação de barras será demandado somente em situações de contingência, quando um dos transformadores ou seu respectivo disjuntor, não apresentar condições normais de operação. É importante ressaltar que durante o período de operação em contingência, os alimentadores deverão ser estrategicamente selecionados para as cargas prioritárias, para que não aja superação das características nominais do transformador.

Figura 22: Diagrama esquemático do setor de média tensão das subestações coletoras

1.5 Acesso ao Sistema Interligado Nacional

O acesso às instalações de transmissão para conexão de novas *CGE* na rede básica é regulado pelo Operador Nacional do Sistema (*ONS*) através de instruções e regulamentações descritas nos Procedimentos de Rede (*PR*).

Os *PR* são documentos que estabelecem a sistemática e os requisitos técnicos necessários ao exercício, no âmbito do *SIN*, das atribuições de planejamento e programação da operação; de supervisão, coordenação e controle da operação; de administração de serviços de transmissão de energia elétrica; de garantia do livre acesso à rede básica; de proposição de ampliações e reforços para a rede básica e para as *DIT*. Esses documentos estabelecem também as responsabilidades do *ONS* e dos agentes. (*Submódulo 1.1 do Procedimentos de REDE, 2009*).

1.5.1 Requisitos mínimos para conexão de *CGE* na rede básica

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
1. Operação em regime de frequência não nominal	(a) Operação entre 56,5 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos. (b) Operação abaixo de 58,5 Hz por até 10 segundos. (c) Operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados. (d) Operação acima de 61,5 Hz por até 10 segundos.	Evitar o desligamento dos geradores quando de déficit de geração, antes que o esquema de alívio de carga atue completamente ou em condições de sobrefrequência controláveis.
2. Geração/absorção de reativos	No ponto de conexão, a central geradora eólica deve propiciar os recursos necessários para, em potência ativa nominal e quando solicitado pelo <i>ONS</i> , operar com fator de potência indutivo ou capacitivo dentro da faixa especificada abaixo: (a) mínimo de 0,95 capacitivo; (b) mínimo de 0,95 indutivo.	Participação efetiva no controle da tensão, aumentando as margens de estabilidade de tensão.
3. Operação em regime de tensão não nominal	No ponto de conexão da central geradora: (a) Operação entre 0,90 e 1,10 p.u. da tensão nominal sem atuação dos relés de subtensão e sobretensão temporizados. (b) Operação entre 0,85 e 0,90 p.u. da tensão nominal por até 5 segundos.	Evitar o desligamento da usina quando há variações de tensão no sistema.
4. Participação em SEP	Possibilidade de desconexão automática ou de redução de geração mediante controle de passo e/ou de stall das pás.	Minimizar consequências de perturbações no sistema, incluindo sobrefrequência no caso de ilhamento.

5. Potência ativa de saída	Para tensões no ponto de conexão entre 0,90 e 1,10 pu, para a central geradora eólica não será admitida redução na sua potência de saída, na faixa de frequências entre 58,5 e 60,0 Hz. Para frequências na faixa entre 57 e 58,5 Hz é admitida redução na potência de saída de até 10%. Esses requisitos aplicam-se em condições de operação de regime permanente, quase estáticas.	Garantir a disponibilidade de potência das centrais de geração eólica em situações de subfrequência de modo a evitar/minimizar os cortes de carga por atuação do ERAC.
----------------------------	--	--

Tabela 8: Requisitos técnicos mínimos para acesso de *CGE* no *SIN* (Quadro 6, *submódulo 3.6 - Procedimentos de rede, 2010*)

Todas as *CGE* conectadas ao *SIN* em nível de tensão igual ou superior a 69kV, devem atender aos requisitos técnicos apresentados na tabela 8. Para afundamentos de tensão por faltas ocorridas no *SIN*, os aerogeradores deverão permanecer em operação caso os níveis de tensão medidos em seus terminais encontrem-se acima dos pontos de Fault Ride-Through (*FRT*), conforme demonstrado na figura 23.

Figura 23: A área cinza determina o grau de afundamento e tempo de duração da falta onde o aerogerador deve permanecer em operação (*submódulo 3.6 - Procedimentos de rede, 2010*)

1.5.2 Requisitos mínimos para Subestações

No capítulo 1.4 deste trabalho foram detalhados os diferentes tipos de arranjo com indicação da flexibilidade operativa de cada opção, para auxiliar na escolha do leiaute mais apropriado para a subestação. Porém, além da flexibilidade desejada, deverão ser atendidos os critérios mínimos estabelecidos no submódulo 2.3. dos *PR*. São eles:

Para ampliação de subestações de transmissão acessadas, deverão ser utilizados:

- Arranjo disjuntor e meio para tensões iguais ou superiores a 345kV, e;
- Barra dupla a quatro chaves para tensões iguais ou inferiores a 230kV:

Os requisitos acima definem a etapa final da instalação, sendo flexibilizada a construção parcial desses arranjos, com previsão e preparação para complementação futura, nos seguintes moldes:

- Para tensões iguais ou superiores a 345kV, barramento em anel simples desde que a disposição física dos barramentos permita etapa final de instalação com arranjo disjuntor e meio; e
- Para tensões iguais ou inferiores a 230kV, arranjo com barra principal e transferência.

Quando o acesso é realizado através de uma subestação existente, o arranjo da ampliação deve seguir o mesmo padrão adotado nas outras instalações do mesmo nível de tensão. Caso as instalações existentes não estejam adequadas ao exposto acima, poderá ser atribuído ao agente gerador no contrato de conexão do sistema de transmissão (*CCT*), o ônus e a responsabilidade de adequação de toda a subestação aos *PR*.

No caso de acesso realizado através de seccionamento de linha de transmissão, o arranjo deverá seguir o mesmo leiaute da etapa final de instalação, conforme o nível de tensão, atentando-se que, para níveis de tensão igual ou superior a 345kV, os disjuntores associados ao seccionamento da linha deverão estar dispostos no mesmo vão do arranjo disjuntor e meio. O arranjo flexibilizado poderá ter configuração inicial em anel simples, até o limite de quatro conexões incluindo o seccionamento da linha.

Para as subestações coletoras de uso exclusivo do agente gerador, ou seja, não será considerada como fronteira da rede básica, o arranjo a ser adotado deverá atender, no mínimo, às seguintes configurações:

- Para tensões até 230kV, barramento simples com possibilidade de evolução para barra dupla a quatro chaves; e

- Para tensões iguais ou superiores a 345kV, arranjo em anel para até seis pontos de conexão com possibilidade de evolução para disjuntor e meio, e configuração final para número de conexões superior a seis.

Existe ainda uma exigência quanto à área mínima da subestação para que seja atendida a evolução do arranjo em função da maior tensão da subestação:

- a) Abaixo de 88kV: 8.000m²
- b) 88 ou 138kV: 15.000m²
- c) 230kV: 25.000m²
- d) 345kV: 100.000m²
- e) 440 ou 500kV: 140.000m²

1.5.3 Sistema de Proteção e Controle

Os módulos 2 e 11 dos *PR* estabelecem os pré-requisitos para segurança operativa do Sistema de Proteção, uma vez que falhas nesses dispositivos ou atuações incorretas podem acarretar em desligamentos não seletivos, ampliação da abrangência de uma determinada falta no sistema, corte no abastecimento de energia, oscilações na qualidade de energia, corte de cargas indevidas e desgaste eletromecânico das máquinas do sistema de geração.

Os requisitos técnicos aplicados aos sistemas de proteção são abordados no item 6 do submódulo 2.6 dos *PR*. Os principais aspectos referentes ao sistema de proteção dos agentes geradores serão resumidos a seguir:

- Todo componente do sistema de proteção, exceção feita aos barramentos, deve ser protegido localmente por dois sistemas de proteção completamente independentes;
- No caso da proteção de barramentos, os equipamentos utilizados devem ser concebidos para não ter dependência de atuação com a proteção de retaguarda remota, este deve ser utilizado para dar cobertura a eventual indisponibilidade de sua única proteção;
- Os enrolamentos dos transformadores de corrente devem ser dispostos fisicamente de tal forma que haja sobreposição de zonas de proteção;

- As fontes de tensão e corrente do sistema de proteção devem ser obtidas de forma independente para proteções principal e alternada, ou seja, de núcleos independentes de transformadores de corrente, e de secundários diferentes de transformadores de potencial;
- Um sistema de energia auxiliar composto de Bateria, Retificador e Painei Vdc deve ser projetado para atendimento independente à proteção principal, da mesma forma, um sistema completo e independente deve ser projetado para proteção de retaguarda;
- Os sistemas de proteção principal e alternada devem ser projetados com equipamentos independentes e dedicados para as funções de proteção a serem aplicadas;
- Os sistemas de proteção devem possuir duas saídas de *trip* para disparo independente dos disjuntores;
- Os equipamentos de proteção e telecomunicação devem possuir supervisão do sistema de energia contínua;
- Para os arranjos com barra dupla e barra principal e transferência, os transformadores de corrente devem ser instalados de tal forma que quando utilizado o disjuntor de interligação de barras (disjuntor de transferência) esses transformadores de corrente continuem alimentando suas respectivas proteções.
- A teleproteção, pode ser executada pelos próprios relés de proteção, pelos equipamentos dos sistemas de telecomunicação, ou ainda, por equipamentos dedicados a teleproteção.

2. Procedimento para cálculo das correntes de curto-circuito em centrais de geração eólica

Para cálculo das correntes de curto-circuito (I_{cc}) simétricas e assimétricas em diferentes pontos da rede elétrica que compõem uma *CGE*, deverá ser aplicado o conceito de componentes simétricos através da modelagem dos diagramas de sequência que representem, para os diferentes tipos de falta, o comportamento fiel da contribuição de cada equipamento na I_{cc} resultante do ponto sob análise.

As centrais de geração térmica ou hidrelétrica utilizam geradores síncronos, os quais, para efeito de cálculo das correntes de curto-circuito, podem ser representados por diagramas sequenciais bastantes simples, constituídos por uma fonte de tensão ideal em série com suas respectivas reatâncias subtransitórias (X_d''), transitórias (X_d') e de regime permanente (X_d).

Já para os aerogeradores não existem modelos, baseados em diagramas sequenciais, que sejam aplicáveis a todos os tipos de aerogeradores utilizados e amplamente aceitos e conhecidos pelos profissionais do setor. Isso decorre principalmente pelo fato dos modernos aerogeradores utilizarem conversores de potência que afetam de forma significativa a contribuição do equipamento para as correntes de curto-circuito.

A modelagem de aerogeradores, do tipo III por exemplo, deve representar os geradores assíncronos duplamente alimentados, ligados a conversores *AC/AC*, cuja conversão, gerenciada pelas malhas de controle vetorial, conta com a atuação de dispositivos internos de proteção, como o *crowbar* por exemplo, que será explicado com detalhe no item 2.3, e que influencia de forma direta na contribuição do aerogerador na ocorrência de uma falta.

Motivado pela diferença do comportamento entre topologias, modelo de controle tratado como segredo industrial pelos fabricantes, rápido avanço tecnológico, dificuldade na validação de modelos teóricos em resultados obtidos através de ensaios reais, pequena representação deste tipo de fonte na matriz energética e competência majoritariamente estrangeira, contribuíram para que ainda hoje, não

exista um diagrama de sequência amplamente utilizado e consagrado pelos profissionais do setor que representem os aerogeradores.

O crescimento da potência instalada nas *CGE*, e conseqüentemente, do nível de tensão para escoar a energia gerada para o *SIN*, tem chamado a atenção do *ONS* nos assuntos relacionados à estabilidade, confiabilidade e operacionalidade do sistema de transmissão, uma vez que os acessos de agentes geradores têm ocorrido com frequência em pontos relativamente frágeis do *SIN*.

A primeira medida tomada pelo *ONS* nesse sentido, foi a obrigatoriedade por parte dos agentes geradores de enviarem os diagramas de sequência que representassem suas instalações, no formato do software *ANAFAS*, de propriedade do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (*CEPEL*).

Apesar de válida, a medida não apresentou resultado efetivo pela própria limitação do software em representar modelos mais complexos, e também pelo sigilo industrial adotado pelos fabricantes no tratamento dessas informações.

O que se tem observado na prática, é a representação de aerogeradores do tipo III, por exemplo, como uma fonte ideal de $1pu$ ligada a uma reatância, cujo valor varia conforme o fabricante do aerogerador, resultando em contribuição individual do aerogerador para a corrente de falta da ordem de 2 a $5pu$ da potência base do aerogerador.

Uma vez que no trajeto percorrido pela *Icc* do aerogerador até chegar ao *SIN*, existirão diversas outras impedâncias conectadas em série que irão reduzir a magnitude estimada para essa corrente, os valores conservadores adotados pelos fabricantes, a priori, atendem à necessidade do *ONS* de verificar se a elevação da *Icc* no ponto de conexão após entrada desta *CGE*, ultrapassa a capacidade nominal de seus equipamentos ou requer adequabilidade dos ajustes de proteção já implementados nos *IED*.

A utilização de modelos simplificados e incorretos para o cálculo das correntes de curto-circuito, no entanto, levando a resultados conservadores, pode prejudicar a qualidade do estudo de coordenação da proteção. Não são incomuns os relatos de

atuação não seletiva de proteções instaladas em *CGE*, o que vem levando empresas de consultoria, engenheiros de proteção, e pesquisadores internacionais a buscarem uma modelagem dos aerogeradores mais precisa, que permita projetar um sistema de proteção mais eficaz e confiável.

O resultado do levantamento bibliográfico realizado na literatura internacional, mostrou diferentes metodologias e formas de modelar o comportamento dos aerogeradores. As metodologias mais relevantes são apresentadas na tabela 9, com o resumo das principais informações e considerações atribuídas por cada pesquisador.

Com exceção das pesquisas 1 e 4, todas as demais apresentaram metodologia de cálculo baseada na atuação constante do *crowbar* desde o 1º ou 2º ciclo até o momento de extinção da falta, o que cobre somente uma das possibilidades de atuação desse dispositivo.

Por apresentar diagramas de sequência que representam o comportamento individual de todos os tipos de aerogeradores, as diferentes possibilidades de atuação dos dispositivos internos de proteção do tipo III, e principalmente, por realizar ensaios em laboratório validando a metodologia adotada, optou-se neste trabalho pela utilização dos modelos de aerogeradores propostos por Justin Dustin Howard em sua tese de doutorado, intitulada “*Short-circuit Currents in Wind-Turbine Generator Networks*”, apresentada, em Dezembro de 2013, ao *Georgia Institute of Technology*.

Item	Autor	Tipo	Metodologia para cálculo de curto-circuito	Validação	Avaliação
1	Dustin Howard, Jiaqi Liang e Ronald G. Harley	1	Tensão ligada à reatância, modelada para eixo dq , com fluxo de dispersão constante	Simulação com experimento	Além de apresentar modelos completos e detalhados para todas as topologias, o grande diferencial deste trabalho, apesar das topologias 1, 2 e 4 terem modelos equivalentes em outros <i>papers</i> avaliados, foi a profundidade abordada no controle e contribuição do GSC e RSC da topologia 3, a não utilização de modelos demasiadamente simplificados, a não adoção de valores de I_{cc} resultantes de variação de tensão e principalmente, a comprovação do modelo através de experiência prática e teórica realizada em laboratório em todos os possíveis comportamento das máquinas do tipo 3 mediante situações de curto-circuito
		2	Tensão ligada à reatância, modelada para eixo dq , com fluxo de dispersão constante e fator de decaimento da componente contínua baseada no chaveamento da resistência externa controlada pelo <i>IGBT</i> e ligado aos enrolamentos do rotor		
		3	Tensão ligada à reatância, modelada para eixo dq , com fluxo de dispersão constante para <i>crowbar</i> ativo, e controle vetorial do RSC e GSC atuante com <i>crowbar</i> inativo, controle PIR para “eliminar” sequência negativa		
		4	Fonte de corrente 1,1 a 1,4pu, atingindo 2,5pu no primeiro ciclo antes da atuação do GSC		
2	Xin Li e Yongning Chi	1	Tensão ligada á reatância, com variação no decaimento da componente AC e DC conforme impedância da falta	Simulação teórica	Simulações realizadas com modelos disponíveis no DlgSILENT. Após atuação do <i>crowbar</i> a contribuição de I_{cc} reduz significativamente para valores inferiores a nominal. Não foi considerada a contribuição RSC e GSC
		3	Tensão ligada à reatância, modelada para atuação com ou sem <i>crowbar</i>	Simulação teórica	
3	XIONG XiaoFu e OUYANG JinXin	3	Tensão ligada à reatância modelada para eixo dq , com representação dos diagramas de sequência positiva, negativo e zero	Simulação teórica	Não foi apresentada contribuição isolada do aerogerador. Simulação realizada com outros componentes conectados. Modelo simplificado sem contribuição RSC e GSC
4	Zhai Jiajun, Zhang Buhan,ang Kui e Shao Wen	3	Tensão ligada à reatância, modelada para eixo dq , com fluxo de dispersão constante, controle vetorial do RSC e GSC, e atuação variável do <i>crowbar</i>	Simulação teórica	Aplicação teórica da utilização de <i>crowbar</i> , influência da tensão do barramento DC, e controle do GSC no modelo apresentado
5	R. A. Walling e E. Gursoy	3	Modelo baseado na aproximação ao equivalente de gerador síncrono, ajustando as reatâncias transitórias e subtransitórios quando o <i>crowbar</i> está atuado	Simulação teórica	Devido às diferentes formas de controle, este autor discorda do uso de modelos de tensão ligada à reatância, sugerindo cálculo de I_{cc} como uma função do afundamento da tensão nos terminais do aerogerador
		4	Fonte de corrente 1,1 a 1,5pu	Simulação teórica	
6	Gevorgian e Muljadi	3	Modelo baseado na aproximação ao equivalente de gerador de indução, ajustando as reatâncias transitórias e subtransitórias quando o <i>crowbar</i> está atuando	Simulação teórica	Apresentação de modelo simplificado sem consideração das contribuições dos conversores RSC e GSC, adotando a filosofia de <i>crowbar</i> ativo para todo período de falta
		4	Fonte de corrente 1,1pu	Simulação teórica	

Tabela 9: Avaliação comparativa das metodologias pesquisadas no levantamento bibliográfico

2.1 Modelagem do aerogerador tipo I (SCIG)

Historicamente, as máquinas de indução trifásicas ou máquinas assíncronas foram utilizadas no segmento industrial para conversão de energia elétrica em mecânica (motores). Atualmente, no entanto, também encontram aplicação no segmento de energia eólica como gerador elétrico para as topologias 1, 2 e 3, conforme detalhado no capítulo 1.1 deste trabalho.

Similar às máquinas síncronas, as assíncronas possuem conjunto de enrolamento trifásico no estator e no rotor (na topologia 1 os enrolamentos do rotor são curto-circuitados), sendo o acesso aos enrolamentos do rotor realizados através dos anéis de contato e sistema de escovas, conforme demonstrado na figura abaixo.

Figura 24: Esquemático da máquina assíncrona utilizada nas topologias 2 e 3 (<http://www.intechopen.com/books/advances-in-wind-power/wind-turbine-generator-technologies>)

O fluxo magnético concatenado (λ) entre rotor e estator induzem uma tensão que varia conforme o ângulo entre os enrolamentos (θ_r) e a frequência do campo girante (ω_r), sendo a tensão induzida em cada um dos enrolamentos (fases a, b e c para sistema trifásicos) dada por:

$$v_{est} = R_{est}i_{est} + p\lambda_{est} \quad (2)$$

$$v_{rot} = R_{rot}i_{rot} + p\lambda_{rot} \quad (3)$$

Onde, $p = \frac{d}{dt}$

Assumindo que a velocidade de referência é igual à velocidade do rotor ($\omega_p = \omega_r$), impondo-se tensão nula no rotor, já que no tipo 1 o enrolamento do rotor está em curto-circuito e desprezando-se a resistência do rotor, a equação (3) pode ser reescrita como:

$$0 = p\vec{\lambda}_{rot}, \quad (4)$$

Com base na equação acima pode-se concluir que o fluxo concatenado com o rotor não irá variar instantaneamente após uma perturbação, porém, em alguns casos práticos, a resistência elétrica do rotor pode não ser suficientemente baixa para ser considerada desprezível, e a condição permanece válida apenas por um período transitório após início do curto-circuito, antes que o fluxo magnético concatenado comece a variar.

Impondo-se que o fluxo no rotor não varia após o distúrbio, a equação do estator pode ser escrita como [1]:

$$\vec{V}_{est} = R_{est}\vec{I}_{est} + jX'_{est}\vec{I}_{est} \quad (5)$$

$$V_{est} = V' + (R_{est} + jX'_{est}) \times \vec{I}_{est} \quad (6)$$

Figura 25: Circuito do modelo transitório para cálculo da tensão do estator

O valor da reatância transitória do estator (X'_{est}), é calculada por:

$$X'_{est} = Xl_{est} + \frac{Xl_{rot}X_m}{Xl_{rot}+X_m} \quad (7)$$

Onde,

Xl_{rot} é a reatância de dispersão do rotor

X_m é a reatância mútua

V' é a tensão atrás da reatância transitória, diretamente proporcional ao fluxo concatenado com o rotor

O modelo de tensão atrás da reatância transitória é usado no circuito de sequência positiva para descrever o comportamento do gerador de indução durante o período transitório. Já o circuito de sequência negativa, é tipicamente representado por uma impedância igual à impedância de sequência positiva, porém, sem a representação da fonte de tensão.

Finalmente, o circuito de sequência zero adotará como premissa que o diagrama fasorial do gerador de indução é estrela não aterrada, ou ainda, que o delta do transformador elevador isolará qualquer contribuição para faltas do aerogerador na rede ou na subestação coletora, podendo este ser simplesmente suprimido ou representado como circuito aberto.

Para cálculo da contribuição de I_{cc} dos aerogeradores desta topologia, os diagramas de sequência deverão ser associados de acordo com o tipo de falta simulado, permitindo a análise do comportamento transitório e de regime permanente para as diferentes aplicações estudadas. Os estágios capacitivos utilizados para compensação da energia reativa (C_{cfp}) também estão sendo representados nos diagramas sequenciais.

Figura 26: Diagramas de sequência positiva e negativa dos aerogeradores tipo I, sendo (a) para regime transitório e (b) para regime permanente

Para cálculo do escorregamento, presente nos diagramas de regime permanente, deverá ser utilizada a equação:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (8)$$

Para a sequência negativa, o escorregamento será dado por:

$$s = \frac{-\omega_s - \omega_{rot}}{-\omega_s} = 1 + \frac{\omega_{rot}}{\omega_s} = 2 - s, \quad (9)$$

O fasor da corrente transitória $\vec{I}_{tr}$ no instante t_0^+ , ou seja, imediatamente após a ocorrência do curto-circuito, apresentará o mesmo decaimento exponencial observado para o fluxo concatenado com o rotor. Já a componente exponencial amortecida presente na corrente de falta irá decair com a constante de tempo do estator.

$$T'_{rot} = \frac{L'_{rot}}{R_{rot}} \quad e \quad T'_{est} = \frac{L'_{est}}{R_{est}}, \quad (10)$$

Após calcular os fasores correspondente ao período transitório ($\vec{I}_{tr}$) e ao regime permanente ($\vec{I}_{rp}$), para um curto-circuito qualquer, utilizando os diagramas de

sequência positiva e negativa apresentados na figura 26, o fasor da corrente para essa falta, em um instante genérico t , pode ser estimado por:

$$\vec{I}_{AC}(t) = (\vec{I}_{tr} - \vec{I}_{rp})e^{-t/T_r'} + \vec{I}_{rp}, \quad (11)$$

2.2 Modelagem do aerogerador tipo II (WRIG)

Os aerogeradores do tipo I e II, conforme abordado no item 1.1 deste trabalho, são construtivamente similares e analogamente, seus diagramas de sequência também serão. A principal diferença entre essas topologias está na combinação de uma resistência externa R_{ext} , associada ao enrolamento do rotor, que é acionada por um transistor bipolar de porta isolada (*Insulated-Gate Bipolar transistor* - *IGBT*) e controlada pela técnica de pulso modulado (*Pulse Width Modulation* - *PWM*).

A modulação da resistência externa pelo *IGBT*, resultará em um valor de resistência equivalente que será função do ciclo de operação (*Duty Cycle*) do *IGBT*. Se estiver em 100%, os rotores estarão curto-circuitados e o comportamento será equivalente ao da topologia 1. Analogamente, se o ciclo de operação do *IGBT* for igual a 0%, toda corrente fluirá através da resistência externa.

Figura 27: Diagramas de controle da máquina tipo 2, adaptado de [3]

O controle do *IGBT* mostrado na figura 27, é constituído por duas malhas com controle PI (proporcional-integral). A malha externa determina qual deve ser a corrente do rotor (i_r^*) para que a potência ativa fornecida pelo gerador (P) iguale o valor pré-fixado (P^*). Já a malha interna ajusta o *PWM* até que a corrente medida no rotor (i_r) torne-se igual ao valor fixado pela malha externa. Com esse arranjo é possível controlar, via chaveamento do *IGBT*, a potência fornecida pelo gerador.

Em [5], é assumido que a corrente interna do *loop* direciona o ciclo de chaveamento do *IGBT* a 0%, rápido o suficiente para que toda corrente do rotor flua através da resistência externa, durante uma situação de falta. A constante de decaimento do aerogerador tipo II se dará por:

$$T'_{rot} = \frac{L'_{rot}}{Ref_{rot}}, \quad (12)$$

Essa constante de decaimento é similar à da topologia 1, exceto pela presença da variável Ref_{rot} , que tem o valor equivalente da resistência de enrolamento do rotor associado à resistência externa.

Os diagramas de sequência positiva, negativa e zero, para cálculo das contribuições do aerogerador tipo II em faltas simétricas e assimétricas, deverão ser os mesmos apresentados na 26, utilizados no cálculo da contribuição do aerogerador do tipo I.

2.3 Modelagem do aerogerador tipo III (DFIG)

A metodologia utilizada por Dustin Howard [3] na modelagem dos aerogeradores do tipo III apresenta, como grande diferencial, a representação dos diagramas de sequência para atuação individualizada dos dispositivos de proteção, solicitados sob diferentes condições de operação não nominal.

Destes dispositivos, os primeiros a serem estudados serão os conversores trifásicos ligados no lado da rede (*Grid Side Converter - GSC*), e no lado do rotor (*Rotor Side Converter - RSC*). Esses conversores possuem tecnologia *IGBT* controlada por pulso modulado (*PWM*), que permitem através do gerenciamento das malhas de controle, desacoplar as variações da geração da rede, alternar o sentido do fluxo entre rotor e estator para ganho energético ou de qualidade da energia, e ainda, controlar a geração da energia quando o aerogerador operar em condições não nominais.

Figura 28: Diagrama interno da máquina tipo III, adaptado de [3]

As malhas de controle do conversor influenciam fortemente no comportamento do aerogerador tipo III durante o curto-circuito e, por isso serão consideradas na modelagem, objeto deste capítulo.

Quando a operação ocorrer em regime nominal e em condições balanceadas, o valor da tensão do *RSC* será uma função do escorregamento, dada por:

$$V_r = |s|V_s \quad (13)$$

Como a topologia 3 opera com faixa de escorregamento entre $\pm 0,3 \text{ pu}$, a tensão nominal do *RSC* deve ser aproximadamente $0,3 \text{ pu}$, assumindo tensão no estator igual a 1 pu (na prática a tensão no estator é ligeiramente maior para melhorar o controle dinâmico da corrente do rotor, mas a menor possível para reduzir o custo da eletrônica de potência).

Durante a ocorrência de uma falta, seja ela simétrica ou assimétrica, serão induzidas elevadas sobretensões nos enrolamentos do rotor, e analogamente, no conversor eletrônico ligado ao lado do rotor (*RSC*). Os danos causados à eletrônica de potência podem ser irreparáveis, caso não exista dispositivo de proteção devidamente dimensionado para limitar esses efeitos transitórios. Dos métodos utilizados pelos fabricantes de aerogerador para proteção contra essas sobre tensões, o mais comumente encontrado é o *crowbar*.

O *crowbar* é um dispositivo eletrônico composto por diodos trifásicos e uma resistência R_{cb} ligada a um *IGBT*, cuja malha de controle será ativada quando as correntes medidas no rotor atingirem um limite definido pelo fabricante do aerogerador, com base no conhecimento da limitação de seus componentes. A atuação do *crowbar* desativará o funcionamento do *RSC* até que seja concluído seu ciclo de atuação.

Das diferentes possibilidades de proteção do *RSC*, que também influenciam no comportamento do gerador de indução duplamente alimentado durante a ocorrência de curtos-circuitos, devem ser avaliados os casos apresentados na tabela 10.

	Caso	Descrição
AC <i>crowbar</i> Ativo	1	A função <i>crowbar</i> estará ativa no início da falha e permanecerá ativa durante todo período da falta, com <i>RSC</i> desabilitado
	2	A função <i>crowbar</i> estará ativa no início da falha e será reativado de forma intermitente conforme tempo de duração da falta ou quando o valor de corrente do rotor superar limites máximos ou mínimos
AC <i>crowbar</i> Inativo	3	O <i>DC chopper</i> estará ativo após a falta enquanto <i>RSC</i> estiver desativado
	4	O <i>RSC</i> mantém sozinho o controle da corrente do rotor durante a falta, sem interrupções

Tabela 10: Diferentes técnicas para proteção do *RSC*

No caso 1, se o *crowbar* atuar, o aerogerador tipo III terá comportamento similar ao das topologias 1 e 2, já que a atuação desse dispositivo coloca o enrolamento do rotor em curto-circuito e desabilita o funcionamento do *RSC*. Para o caso 2, o dispositivo *crowbar* poderá atuar por diversas vezes de forma ininterrupta, resultando em valores de corrente no estator altamente não lineares durante a falta.

Existem ainda tecnologias que não possuem o dispositivo *AC crowbar*, mas contam com uma função de proteção equivalente, denominada *DC Chopper* (caso 3) cuja principal função é limitar a sobretensão no capacitor do link *DC* durante uma falta próxima dos terminais do aerogerador. A atuação dessa proteção desabilita o controle do *RSC* durante a situação de falta fazendo com que a sobrecorrente induzida no rotor flua através do diodo retificador do *RSC*. O *Chopper* dissipará o excesso de potência na resistência R_{dc} , conectada em paralelo com o capacitor

Algumas técnicas para proteção do *RSC* defendem a viabilidade de limitar a corrente induzida no rotor durante as situações de falta (caso 4) através da instalação de *IGBT* com módulos eletrônicos superdimensionados. Nesse caso, o controle de atuação do *RSC* dominará a resposta das correntes do estator durante um curto-circuito, similar ao funcionamento da máquina *tipo IV*.

A maioria dos aerogeradores comercializados utilizam técnicas vetoriais para controle do *RSC* e *GSC* que consistem na transformação dos sinais de tensão e corrente medidos no estator e rotor da máquina em referências síncronas de eixo direto e quadratura. A orientação da tensão do estator por exemplo, é normalmente definida

pelos sinais de controle do GSC, e a referência síncrona do fluxo orientado do estator é assumida pelo controle do RSC, conforme demonstrado na figura 29.

Figura 29: Variáveis medidas e malha de controle e dos conversores RSC e GSC, adaptado de [3]

As malhas internas, controlando as correntes i_{dg} e i_{qg} , têm largura de banda muito maior que as malhas externas para a tensão V_{dc} e potência reativa Q_g .

A potência reativa entregue pelo GSC será proporcional a i_{qg} sob operação em regime permanente, conforme escolha do tipo de controle de operação implementado no aerogerador. A saída do loop de controle de energia reativa poderá ser zero ou uma constante.

Figura 30: Malha de controle com compensação *feed-forward* do GSC para aerogeradores do tipo III, adaptado de [3]

Analogamente, um controle similar com compensação *feed-forward* também poderá ser utilizado para controle do RSC, permitindo a decomposição dos componentes *dq* da corrente do rotor, conforme diagrama de controle mostrado na figura 30.

Figura 31: Malha de controle *feed-forward* do RSC para aerogeradores do tipo III, adaptado de [3]

Como uma estratégia alternativa de controle, as malhas externas podem controlar a potência ativa e a tensão terminal, ao invés da velocidade e potência reativa, como indicado na figura 31 (a metodologia de controle deverá ser definida juntamente com o ONS com intuito de atender ao quadro 6 do submódulo 3.6 dos *PR*, normalmente ajustados como controle por tensão no barramento coletor).

Quando este sistema opera em regime permanente, os valores de controle da malha *dq* são quantidades *DC*, o que é ideal para o tipo de controle proposto. Porém, sob condições transitórias de assimetria (faltas desequilibradas, por exemplo) as correntes e tensões de eixo *dq* apresentam componentes de segunda harmônica produzidos pela presença da sequência negativa, causando oscilações de torque, de potências ativa e reativa, e de tensão do link *DC*.

Essas oscilações refletem no fator de capacidade do aerogerador, na qualidade da energia elétrica gerada e no esforço do bloco mecânico do rotor. Por este motivo várias melhorias têm sido implementadas com o objetivo de limitar a circulação de correntes de sequência negativa no aerogerador tipo III. Como exemplo, pode-se citar

a utilização de malha de controle adicional ativada sob condições transitórias, cujo valor desejado de segunda harmônica será usado como referência (*set point* ajustado em zero), para que o sinal de saída que passa pelo filtro passa-faixa, ajustado para 2ª harmônica, tenha sinal complementar ao valor de sequência negativa medido na malha de entrada (filtro de sequência negativa).

Outra melhoria implementada é a avaliação das correntes do GSC por malhas de controle distintas, extraídas através de medições que utilizam duas referências síncronas, uma com rotação em direção positiva, e outra em negativa. Com a aplicação dessa filosofia dobra-se o número de controladores, pois o controle será realizado individualmente para cada eixo, e os benefícios são os mesmos apresentados nas técnicas similares [3].

O uso de controladores Proporcional-Integral-Ressonante (*PIR*) também é proposto para controle de correntes de sequência negativa na entrada das malhas de controle. Nessa técnica a frequência passante é inserida em paralelo com o controlador de sequência positiva, e a frequência ressonante desse controlador é parametrizada para harmônicas de 2ª ordem, e assim como na filosofia de controle apresentada anteriormente, sua malha de controle só será ativada na presença de correntes de sequência negativa, sendo ajustada para ganho unitário e defasagem angular aproximadamente zero para harmônicas de 2ª ordem.

Um controle *PIR* também poderá ser implementado com duas faixas de ressonância, uma ajustada para 120Hz (sequência negativa) e a outra em 60Hz para os transitórios de componente contínua do rotor após a ocorrência de faltas. Através desse controle é possível reduzir as correntes do rotor originadas por situações transitórias de desequilíbrio, reduzindo a necessidade de atuação do *crowbar* [3].

O controle de corrente de sequência negativa da máquina tipo III, apresentado anteriormente, é limitado pelo nível máximo da tensão do *RSC*. Para contar com um controle completo das correntes de sequência negativa, o *RSC* deverá ter capacidade de suportar tensões bem maiores do que $1,3pu$ da tensão do estator, o que reflete, como citado anteriormente, diretamente no custo desses aerogeradores [3].

Definido o funcionamento dos dispositivos de proteção e controle do aerogerador tipo III, serão apresentados a seguir os diagramas sequenciais desenvolvidos por [3] para os casos 1 e 4 da tabela 10, uma vez que a associação destes dois casos representa o comportamento da maioria dos aerogeradores durante situações de falta, retratando através de modelo único, o comportamento da maioria dos fabricantes, conforme exemplo abaixo.

Figura 32: Comportamento real de um aerogerador tipo III com atuação do *crowbar* (caso 1) e posterior manutenção da energia gerada pelo conversor (caso 4) até extinção da falta (AW3000 de fabricação ACCIONA)

Figura 33: Diagrama de sequência positiva e negativa, respectivamente, do aerogerador tipo III sem a atuação do crowbar [3]

Figura 34: Diagrama de seqüências positiva e negativa, respectivamente, do aerogerador tipo III, com crowbar ativo em regime transitório [3]

Figura 35: Diagrama de sequência positiva e negativa, respectivamente, do aerogerador tipo III, com *crowbar* ativo, em regime permanente [3]

Os parâmetros X_{gf} e C_f , correspondem à reatância e capacitância dos filtros utilizados no GSC.

Sem a atuação do *crowbar*, o RSC tem seu comportamento representado por uma fonte de corrente de sequência positiva, e seus valores devem ser calculados a partir da potência total de pré-falta fornecida pelos enrolamentos do estator, e pelo GSC (potência extraída do enrolamento do rotor).

Estes valores podem ser obtidos através das curvas fornecidas pelos fabricantes do aerogerador, ou, de forma aproximada, através das equações

$$P_{est} = P_T(1 - s) \quad (14)$$

$$P_{gsc} = -P_T \cdot s \quad (15)$$

A mesma proporção da potência ativa fornecida pelo estator, ou pelo GSC, pode ser utilizada para determinação das potências reativa e aparente, obtendo finalmente as parcelas da corrente fornecida por sistema.

Vale ressaltar que as contribuições do estator e do GSC somente serão válidas no diagrama de sequência positiva, sendo a reatância magnetizante e a capacitância do filtro os únicos caminhos possíveis para circulação das correntes de sequência negativa.

2.4 Modelagem do aerogerador tipo IV (FC)

Uma vez que essa topologia utiliza conversão total, o modelo que representa sua contribuição para a corrente de falta é bastante simplificada, independentemente do gerador elétrico utilizado (assíncrono, síncrono de rotor bobinado, ou síncrono com ímãs permanentes).

Quando operando sob condições equilibradas, o controle do GSC atua da mesma forma que o controle da topologia III, utilizando metodologia similar a apresentada anteriormente. Já para operação sob condições desequilibradas, a maior parte dos

fabricantes ajusta seus sistemas de controle para que a saída do GSC elimine as correntes de sequência negativa, reduzindo as oscilações de tensão no barramento DC e na potência de saída do aerogerador.

Figura 36: Diagrama de sequência positiva e negativa, respectivamente, do aerogerador tipo IV [3]

A malha de controle do GSC limitará a contribuição da corrente de curto-circuito durante as situações de falta em 1,1 a 1,4pu, porém é importante ressaltar que no primeiro ciclo a corrente de saída poderá atingir magnitude de até 2,5pu enquanto o controle do GSC não atuar.

O fasor da corrente de pré-falta do GSC deverá ser calculado através da equação

$$\vec{I}_{gsc}^0 = \vec{I}_{g,d}^0 + \vec{I}_{g,q}^0 = [(P_s + jQ_s)/\vec{V}_s]^* \quad (16)$$

O controle do conversor, ao sentir a variação da tensão em seus terminais ($V_{est} < V_{GSC,min}$), manterá o fornecimento normal da corrente de eixo direto, modelando a corrente do eixo em quadratura para manutenção da $I_{GSC,max}$ de sequência positiva.

$$\vec{I}_{gsc}^1 = \vec{I}_{g,d}^1 - j\sqrt{\left(\frac{I_{gsc,max}}{\sqrt{2}}\right)^2 - (\vec{I}_{gsc,d}^0)^2} \quad (17)$$

Assim como ocorre no GSC do tipo III, as suas contribuições só permitem fluxo da corrente de falta assimétrica pelo capacitor do filtro.

3. Sistema de Proteção das Centrais de Geração Eólica

A realização do estudo de seletividade em uma planta de geração eólica, assim como ocorre em outras plantas de geração, tem como objetivo garantir a atuação coordenada de seus dispositivos de proteção, isolando eventuais falhas em equipamentos ou subsistemas de forma seletiva, permitindo que os setores que apresentam condições normais de operação não sejam impactados, ou sofram o menor impacto possível.

Para alcançar tal coordenação, são associadas funções de proteção específicas para as diferentes zonas de atuação, conforme tipo de equipamento ou subsistema a ser protegido, como por exemplo, geradores, transformadores, barramentos, linhas de transmissão, etc. É comum encontrar uma certa padronização, independentemente do fabricante do *IED*, nas funções de proteção que são associadas para cada aplicação, conforme demonstrado a seguir.

Figura 37: Diagrama unifilar simplificado indicando os tipos de proteção utilizados em uma CGE, com suas respectivas funções de proteção

Os números apresentados acima, amplamente utilizado pelos engenheiros de proteção, tratam da verdade da codificação internacional padronizada pela *American National Standards Institute* (ANSI), na representação das funções de proteção, conforme detalhado na tabela 11.

Código ANSI	Descrição
21	Relé de impedância/distância
25	Relé de verificação de sincronismo
27	Relé de subtensão
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
50/62BF	Relé de proteção contra falha de disjuntor
51	Relé de sobrecorrente temporizado
51V	Relé de sobrecorrente com restrição de tensão
59	Relé de sobretensão
67	Relé de sobrecorrente direcional
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
79	Relé de religamento
81	Relé de frequência (sub e sobre)
87	Relé de proteção diferencial (L-linha, B-barra, T-trafo)

Tabela 11: Codificação da tabela ANSI para as funções de proteção aplicáveis a uma CGE

Os estudos de seletividade são comumente realizados através de *softwares*, permitem a demonstração gráfica dos tempos de atuação da proteção em função da corrente de curto-circuito permitindo comparar, de forma visual, a diferença entre os tempos de atuação dos dispositivos de proteção à montante e à jusante.

Figura 38: Exemplo de coordenograma fornecido pelo programa PTW (Captor) da SKM® (http://www.skm.com/faq_ptw8.html)

Entre outras facilidades, essas ferramentas trazem ainda o benefício de possuírem, em seu banco de dados, as principais características e informações dos relés de proteção mais tradicionais, facilitando a geração da lista de ajustes e configurações que deverão ser parametrizadas nos *IED* (*Intelligent Electronic Devices*).

Vale lembrar que o sistema de proteção de uma Central de Geração Eólica deve seguir as recomendações dos Procedimentos de Rede, particularmente dos seguintes submódulos: 3.6, Item 6 – Requisitos Técnicos Mínimos para Conexão à Rede Básica; 2.6 – Requisitos Mínimos dos Sistemas de Proteção, Supervisão, Controle e Telecomunicações e na Revisão 1.0 do Módulo 11 – Proteção e Controle, dos Procedimentos de Rede.

3.1 Sistema de proteção dos aerogeradores

Independentemente da topologia ou do fabricante do aerogerador, o acesso da rede coletora aos terminais por onde fluirá toda energia gerada é provido de um dispositivo de proteção que atuará de forma independente e complementar à proteção direta realizada pelas malhas de controle da eletrônica de potência existente nos aerogeradores.

Os dispositivos de proteção dos aerogeradores são localizados juntos aos seguintes equipamentos:

- Nos disjuntores, ou chaves de baixa tensão, nos aerogeradores de menor potência;
- Nos disjuntores, ou chaves de baixa tensão, quando a elevação de tensão ocorre fora da nacele (ver capítulo 1.2 para maior detalhamento);
- Nos disjuntores ou chaves de média tensão quando o transformador está instalado na nacele do aerogerador.

Para todos os casos acima são utilizados dispositivos de proteção com tecnologia e recursos simplificados, uma vez que o papel principal de proteção do aerogerador é desempenhado de forma eficaz pelas malhas de controle da eletrônica de potência do GSC e da atuação do *crowbar*.

Figura 39: Relé de proteção VIP 300 fabricado pela empresa Schneider (esquerda) e REJ 603 fabricado pela empresa ABB (direita)

Com o aumento da potência nominal dos aerogeradores, os disjuntores têm sido cada vez mais utilizados como equipamento de manobra sob carga, já que as chaves isoladas em SF_6 possuem limitação para manobra acima de 2MW e suportabilidade para correntes de curta duração de 16kA.

Pequenas diferenças entre os diferentes projetos podem ser observadas, mas na grande maioria dos casos os dispositivos de proteção instalados nos aerogeradores são auto-alimentados (não precisam de energia auxiliar para seu funcionamento), seus sinais de corrente são obtidos através de sensores e não de transformadores de corrente, e são disponibilizados somente funções de proteção de sobrecorrente de fase e neutro com atuação por tempo inverso ou definido.

Até mesmo as instalações que possuem transformador elevador instalado internamente não utilizam funções de proteção específica para esse equipamento, como a diferencial de transformador por exemplo. Isso decorre do fato de que os sensores utilizados não possuem a exatidão exigida por essa função, e a instalação de transformadores de corrente adicionais acarreta no aumento do número de colunas, já que estes painéis são projetados para ser o mais compacto possível. Além disso, a utilização de proteções adicionais não resultaria em aumento significativo da vida útil desses equipamentos, devido ao baixo índice de falha nos transformadores.

3.2 Sistema de Proteção das Centrais de Transformação

As centrais de transformação, conforme detalhado no capítulo 1.2 dessa dissertação, são concebidas basicamente por dois tipos construtivos que podem ser instalados dentro ou fora da base destinada à construção dos aerogeradores.

Quando a instalação é realizada na parte interna dos aerogeradores, o que vem ocorrendo com mais frequência devido ao aumento nas dimensões das torres e naceles, os dispositivos de proteção utilizados são exatamente os mesmos apresentados no item anterior, ou seja, relés de proteção com tecnologia e recursos simplificados, somente com funções de proteção de sobrecorrente de fase e neutro/terra, salvo raras exceções.

Nos casos de instalação da central de transformação fora da base do aerogerador, não existe uma solução consolidada, sendo o projeto concebido caso a caso, avaliando-se as particularidades de cada sistema.

O uso da central de transformação abrigada é mais comum onde a rede coletora é construída com cabos enterrados, tendo como dispositivos de proteção, equipamentos com tecnologia e recursos simplificados (figura 39). Já as centrais de transformação de uso externo, são mais comuns onde a rede coletora é realizada com rede aérea ou mista. Utiliza-se, neste caso, um dispositivo de proteção que apresenta recursos mais completos de controle e proteção, tais como, funções de sobrecorrente direcional, sub e sobretensão, sub e sobrefrequência, religamento automático (quando são utilizados religadores), além das funções convencionais de sobrecorrente já mencionadas, conforme figura 40.

Figura 40: Dispositivos de proteção e controle *flexVUE* fabricado pela empresa Schneider Electric (esquerda) e *PCD* fabricado pela empresa ABB (direita)

Vale ressaltar que a utilização de religadores em centrais de transformação desabrigadas nada tem a ver com a proteção específica dos transformadores elevadores, uma vez que para realizar a proteção diferencial ainda seria necessária instalação de *TCs* adicionais que, assim como no caso das centrais abrigadas, não se justificam pelo baixo índice de falha dos transformadores e pelo custo adicional dessa adequação ser aproximadamente o custo do próprio transformador.

O uso de religadores está de fato relacionado a maior exposição das redes aéreas a eventos externos, principalmente aqueles transitórios, como o toque acidental de aves

de grande porte, galhos de árvores, e correntes de fuga ocasionadas pelo depósito de areia nos isoladores do poste.

Entretanto, deve-se observar que existem vários projetos construídos com religadores em centrais de transformação onde as funções de religamento, assim como as funções adicionais de proteção, são mantidas bloqueadas, subutilizando os recursos disponíveis que poderiam garantir maior seletividade, como por exemplo, a habilitação da sobrecorrente direcional, ou ainda a função de religamento que poderia reestabelecer o sistema automaticamente, após ocorrência de faltas transitórias (exceto quando o fabricante do aerogerador recomenda bloqueio dessa função).

3.3 Sistema de Proteção da SE Coletora

3.3.1 Proteção dos alimentadores

O barramento de média tensão da Subestação Coletora é o ponto de convergência de toda energia gerada por cada *cluster* de uma determinada CGE, transmitida através dos alimentadores de média tensão. De maneira similar ao que ocorre com as centrais de transformação, esses alimentadores são conectados ao barramento de média tensão através de disjuntores instalados em colunas de cubículos para uso interno, ou através de disjuntores/religadores para instalação de uso externo.

Tanto para uso interno como para uso externo, os dispositivos de proteção utilizados neste ponto de conexão (figura 41) possuem tecnologia e recursos completos, disponibilizando as funções necessárias para a configuração do comando e controle do alimentador até o conjunto completo das funções normalmente empregadas na proteção de *feeder*, como estágios de sobrecorrente, sobrecorrente direcional, sub e sobretensão, sub e sobrefrequência, religamento, e nos casos de instalação em cubículos, proteção contra formação de arco-voltaico.

Figura 41: Dispositivos de proteção e controle para *feeders* fabricados pelas empresas SEL (esquerda), SIEMENS (centro) e ALSTOM (direita)

Após pesquisar os estudos de coordenação de parques em fase final de construção ou em início de operação, observou-se que, assim como ocorre na proteção das centrais de transformação de uso externo, os *IED* dos alimentadores não são plenamente utilizados, pois na maioria dos projetos somente os estágios de sobre corrente de tempo inverso e instantâneo são habilitados, o que pode resultar em falha de coordenação pela atuação indevida da proteção, ou até mesmo de não exercer papel de proteção dentro de sua zona de proteção.

3.3.2 Proteção do Transformador, Barras e Linhas de Transmissão

As proteções instaladas à jusante dos alimentadores de média tensão, ou seja, dos transformadores elevadores de média para alta tensão, das barras de alta tensão e das linhas de transmissão, seguem conceitos já consolidados e aplicados em subestações dos mais diversos segmentos, apresentando recursos tecnológicos completos e funções de proteção específicas para a proteção de cada um desses componentes, como a função diferencial por exemplo, que tem suas particularidades quando aplicada aos transformadores, barras ou linhas de transmissão.

A pesquisa realizada verificou que os projetos dos sistemas de proteção dos transformadores, barras e linhas de transmissão são realizados de forma adequada, obedecendo a critérios consolidados no setor elétrico, devendo-se atentar somente para a eficácia da proteção de distância quando as linhas de transmissão forem curtas, pois a proteção de distância poderá atuar de forma indevida (por sobre alcance) ou não atuar quando for necessário (por sub alcance), sendo para estes casos recomendado o uso da proteção diferencial de linha.

4. Metodologia de cálculo de curto-circuito aplicado a uma CGE hipotética

Neste capítulo, com o objetivo de ilustrar a metodologia e o uso dos diagramas sequenciais dos aerogeradores discutidos no item 2, será apresentado o cálculo das correntes de curto-circuito para faltas em diversos pontos da rede elétrica de uma CGE hipotética.

Visando mostrar as diferenças dos diversos tipos de aerogeradores na contribuição da corrente de falta, a primeira simulação será realizada considerando-se os quatro tipos de aerogeradores, porém, o maior enfoque será dado para o aerogerador do tipo III, devido à utilização dessa solução na grande maioria dos projetos em desenvolvimento.

Os resultados obtidos nessas simulações serão utilizados, no capítulo 5, no projeto do sistema de proteção dessa CGE.

4.1 Apresentação do caso base

Devido às similaridades adotadas na concepção do projeto de uma CGE, que vão desde a distância média entre aerogeradores para redução do efeito esteira, até seu agrupamento em *clusters* radiais de aproximadamente 15MW (para melhor relação custo/benefício), optou-se nessa dissertação pela utilização de uma CGE hipotética, cujas principais características elétricas, premissas e conceitos, são os mesmos aplicados nos projetos em construção e operação, porém, sem qualquer tipo de exposição de um projeto em particular.

Desta forma, o caso base terá 48 aerogeradores, com potência máxima de 2MW entregue nos terminais de 600V] distribuídos em 4 parques denominados *UEE 1*, *UEE 2*, *UEE 3* e *UEE 4*, com 24MW de potência instalada em cada parque (12 aerogeradores por parque).

O capítulo 2 apresentou e discutiu os diagramas sequenciais que representam, de forma eficaz, o comportamento, tanto no período transitório quanto no regime permanente, dos aerogeradores dos tipos I, II, III e IV, bem como de seus dispositivos de proteção, durante a ocorrência de curtos-circuitos. Para dimensionamento da capacidade disruptiva e suportabilidade eletromecânica dos equipamentos, os cálculos de curtos-circuitos serão realizados utilizando os modelos para o período transitório. Já os modelos para regime permanente serão empregados nos estudos de ajuste das proteções elétricas.

Os dados elétricos dos aerogeradores que serão considerados para a CGE hipotética, utilizada neste capítulo, são:

Grandezas elétricas	Valores
Tensão de geração (estator)	600V
Sobre tensão de operação na simulação	1,03 pu
Potência ativa máxima (líquida)	2,0MW
Fator de potência simulado	1.0
Resistência do estator	7,3x10 ⁻³ pu
Reatância de dispersão estator	176,6x10 ⁻³ pu
Reatância de magnetização (mútua)	2,9913 pu
Resistência do rotor	5,2x10 ⁻³ pu
Reatância de dispersão rotor	0,161 pu
Capacitância do filtro	500 μ F
Indutância do filtro	300 μ H
Resistência AC crowbar	292,9x10 ⁻³ pu
Base	2MVA / 0,6kV

Tabela 12: Dados elétricos do aerogerador simulado no caso base

Com o intuito de reduzir custo com os cabos da rede coletora, diminuir as perdas elétricas e queda de tensão, será realizada a elevação da tensão gerada para o nível de distribuição (34,5kV) através da instalação de transformadores unitários, cujos dados elétricos são apresentados na tabela 13:

Grandezas elétricas	Valores
Tensão nominal	0,6/34,5kV
Diagrama fasorial	Ynd11
Reatância de curto-circuito	$5,2 \times 10^{-3} pu$

Tabela 13: Dados elétricos do transformador elevador instalado no pé da torre do aerogerador

Será considerado que a rede coletora dos parques que compõem essa CGE, é do tipo subterrânea, topologia radial simples, com agrupamento de 6 aerogeradores por alimentador, para formação de clusters de 12MW. Os 8 *clusters* de 12MW (2 por parque) serão interligados com o barramento da SE Coletora, conforme detalhado no diagrama simplificado da figura 42.

Para modelar a rede coletora utilizam-se os valores de resistência e reatância fornecidos pelos fabricantes, considerando-se o tipo de instalação, número de condutores carregados por vala, fator de dissipação térmica do solo e temperatura ambiente. Para a rede coletora será admitida a utilização de condutores em alumínio da linha Wind, bloqueados contra umidade para instalação diretamente enterrada, isolamento XLPE, instalação em trifólio de até 4 lances por vala, temperatura ambiente média projetada 35°C, fator térmico do terreno 1.km/W.

Os parâmetros sequenciais de cada trecho da rede coletora descrita acima, está representado na tabela 14.

De	Para	Resistência (R1 e R2)	Reatância (X1 e X2)	Resistência (R0)	Reatância (X0)	Susceptância
A1 ou A7	A2 ou A8	0,4105Ω/km	0,1588Ω/km	1,0265Ω/km	0,3976Ω/km	$0,07 \times 10^{-3} S/km$
A2 ou A8	A3 ou A9	0,4105Ω/km	0,1588Ω/km	1,0265Ω/km	0,3976Ω/km	$0,07 \times 10^{-3} S/km$
A3 ou A9	A4 ou A10	0,4105Ω/km	0,1588Ω/km	1,0265Ω/km	0,3976Ω/km	$0,07 \times 10^{-3} S/km$
A4 ou A10	A5 ou A11	0,1614Ω/km	0,1375Ω/km	0,4034Ω/km	0,3443Ω/km	$0,09 \times 10^{-3} S/km$
A5 ou A11	A6 ou A12	0,1614Ω/km	0,1375Ω/km	0,4034Ω/km	0,3443Ω/km	$0,09 \times 10^{-3} S/km$
A6 ou A12	SE Coletora	0,102Ω/km	0,130Ω/km	0,2542Ω/km	0,3177Ω/km	$0,11 \times 10^{-3} S/km$

Tabela 14: Dados elétricos da rede de distribuição interna do sistema coletor de média tensão

Figura 42: Diagrama unifilar simplificado do sistema coletor de Média Tensão (34,5kV)

Os alimentadores da rede coletora, interligam-se com o barramento de média tensão (34,5kV) da subestação coletora. Essa subestação é responsável pela elevação da tensão do barramento coletor do nível de distribuição para o nível de transmissão (230kV). Como mostrado na figura 43, a conexão do transformador dessa subestação é estrela aterrada, no setor de alta tensão, e delta no setor de média tensão.

Como fonte de aterramento para a rede de média tensão da *CGE*, utiliza-se um transformador de aterramento com conexão zig-zag, o qual é diretamente ligado ao barramento de 34,5kV. Esse arranjo fornece fonte de aterramento para a planta e para o *S/N*, além de garantir uma isolamento de sequência zero entre esses dois sistemas.

A impedância de curto-circuito do transformador elevador é informada pelo fabricante, com base nas principais características elétricas do equipamento, seguindo valores padronizados definidos pelas normas técnicas. Para determinar a potência nominal aparente do transformador, seja com refrigeração natural ou forçada, deverá ser calculada a potência ativa máxima da geração em condições favoráveis de vento, incluindo a faixa de reativos máxima fornecida pelos aerogeradores para controle da tensão.

Já a determinação das características elétricas do transformador de aterramento, deve ser realizada em consonância com o dimensionamento da seção da blindagem do condutor, permitindo a condução das correntes de falta a terra sem que sejam excedidos os limites de temperatura da capa isolante ou da cobertura de proteção mecânica dos cabos, uma vez que este transformador além de criar a referência de aterramento para o setor de 34,5kV, também tem a função de limitar as correntes de sequência zero.

Figura 43: Diagrama unifilar simplificado da Subestação Coletora 34,5/230kV

Transformador de Força		Transformador de Aterramento	
Grandezas	Valores	Grandezas	Valores
Tensão nominal primária	34,5kV	Tensão nominal primária	34,5kV
Tensão nominal secundária	230kV	Tensão nominal secundária	-kV
Diagrama fasorial	Ynd11	Diagrama fasorial	Zig-zag
Reatância de curto-circuito	0,10pu	Impedância de curto-circuito	30,2Ω/fase
Potência nominal	100MVA	Potência curto-circuito (10s)	32MVA

Tabela 15: Dados elétricos dos transformadores da SE Coletora

A potência de curto-circuito do transformador de aterramento foi dimensionada de tal forma, que a corrente resultante de uma falta a terra não superará este valor predeterminado de suportabilidade, sendo estes valores utilizados como parâmetro base na definição dos ajustes de sobrecorrente de neutro, e na seção da blindagem dos condutores, calculados através da expressão

$$S = \frac{I_{cc} \times \sqrt{t}}{k} \quad (18)$$

Onde,

S	é a seção da blindagem do condutor em mm ²
I_{cc}	valor da corrente de curto-circuito de uma falta à terra
t	tempo de duração do curto-circuito
k	constante definida com base nas características da blindagem e suportabilidade térmica dos isolantes (~120)

É comum para os tipos de condutores utilizados na *CGE* considerada neste capítulo, ou seja, cabos com isolação 20/35kV e seções entre 120 à 400mm², o uso de blindagem com seções entre 8 e 16mm². A escolha da seção da blindagem, assim como da seção nominal do condutor, impacta diretamente no custo do condutor, e devido ao espaçamento dos aerogeradores, torna seu valor bastante relevante.

Adotando como premissa que as blindagens dos condutores estarão interligadas nas duas extremidades, é razoável considerar que a corrente de falta, no caso de rompimento do isolamento do condutor, irá circular em duas direções diferentes, dividindo-se em duas parcelas até encontrar os pontos de equipotencialização nas conexões com os aerogeradores.

Desta forma, aplicando-se os valores fornecidos na tabela 15 a equação 19, é possível calcular a corrente de falta (20) que circulará na blindagem dos condutores.

$$I_{tr,zigzag} = \frac{V_n \times \sqrt{3}}{3 \times Z_{cc}} \therefore \frac{34,5 \times 10^3 \times \sqrt{3}}{3 \times 30,2} = 659,5 \text{ A} \quad (19)$$

$$I_{blindagem} = \frac{3 \times I_{tr,zigzag}}{2} \therefore \frac{3 \times 659,5}{2} = 989,3 \text{ A} \quad (20)$$

Aplicando a corrente calculada em (20), na equação (18), é possível calcular o tempo máximo de duração da falta, que deverá ser garantido pela atuação do sistema de proteção para as diferentes opções de blindagem. Para utilização de condutores com blindagem de 8mm^2 , por exemplo, o sistema de proteção deverá isolar a falta em um período de até 940ms, para que sejam atendidos os limites de suportabilidade do condutor. Já para 16mm^2 , o tempo de atuação deverá ser inferior a 3,8seg.

É importante ressaltar que o aterramento realizado através de impedância, seja esta fornecida por um transformador ou por um resistor de aterramento, poderá dificultar a atuação da proteção residual de neutro (50/51N) devido à possível disparidade de amplitude entre faltas simétricas e assimétricas, quando a impedância fornecida por esses equipamentos apresentar valores elevados.

Isso ocorrerá devido às relações de transformação dos transformadores de corrente serem dimensionadas para garantir que a corrente de curto-circuito máxima não irá saturar o núcleo, e a impedância imposta pelo transformador ou resistor de aterramento, limitará somente as correntes de sequência zero.

Finalmente, será considerada uma linha de transmissão para a *CGE* hipotética, responsável pela conexão de toda potência gerada nos 4 parques de 24MW com o *S/N*, na tensão nominal de 230kV, com circuito simples, extensão de 60km e demais informações detalhadas na tabela 56.

Grandezas elétricas	Valores
Resistência ($R1$ e $R2$)	$0,1159\Omega/\text{km}$
Reatância ($X1$ e $X2$)	$0,5080\Omega/\text{km}$
Susceptância ($B1$ e $B2$)	$3,2580 \times 10^{-6}\text{S}/\text{km}$
Resistência de sequência zero	$0,4648\Omega/\text{km}$
Reatância de sequência zero	$1,5981\Omega/\text{km}$
Susceptância de sequência zero	$2,3018 \times 10^{-6}\text{S}/\text{km}$

Tabela 16: Dados elétricos da Linha de Transmissão de 230kV

Os dados de contribuição no ponto de conexão no grid simulado serão, para curto-circuito trifásico $2.800\angle -82^\circ\text{MVA}$, e $1.800\angle -78^\circ\text{MVA}$ para curto-circuito monofásico.

4.2 Ferramenta computacional desenvolvida para cálculo das correntes de curto-circuito em CGE

Os *softwares* comerciais para cálculo de curto-circuito, disponíveis quando da publicação desta dissertação, não apresentavam recursos que permitissem o cálculo preciso das correntes de curto-circuito em parques eólicos com os diversos tipos de aerogeradores, apresentados no capítulo 2 deste trabalho.

Por esse motivo, implementou-se neste trabalho uma ferramenta computacional baseada no *toolbox* do *SimPowerSystems* do *MATLAB*, onde foi possível desenvolver os diagramas de sequência positiva, negativa e zero de todos os componentes e equipamentos que constituem a rede elétrica da CGE estudada. Os aerogeradores, por sua vez, foram modelados através dos diagramas sequenciais apresentados no capítulo 2, para período transitório ou regime permanente.

A figura 44 demonstra, a título de exemplo, o diagrama de sequência positiva, para regime transitório, do aerogerador tipo III, encapsulado em um componente denominado T1_s+6. Na figura 45, os diagramas com 6 aerogeradores serão associados com o modelo de linha de transmissão monofásica, disponível na biblioteca do *SympowerSystems*, representando cada trecho do alimentador até a subestação coletora.

Esse conjunto será encapsulado em um componente denominado cluster 1, o qual modela um alimentador completo. Já a figura 46, mostra a associação de 8 alimentadores (sendo 6 encapsulados e 2 não encapsulados, para permitir a geração de pontos de falta em várias posições ao longo deste alimentador).

Nessa mesma figura, além dos 8 circuitos, também foram incluídos os diagramas de sequência positiva para os transformadores de força e de aterramento da subestação coletora, da linha de transmissão, e o equivalente do *S/N*. Dessa forma, o conjunto formado constituirá o diagrama de sequência positiva para estudo do período transitório de curto-circuito, da CGE hipotética utilizando aerogeradores do tipo III.

Figura 44: Criação do bloco que representa o diagrama de sequência positiva, em regime transitório, com atuação do *crowbar*, do aerogerador tipo III

Figura 45: Criação dos blocos que representam o diagrama de sequência positiva, em regime transitório, com atuação do *crowbar*, dos *clusters* de 6 aerogeradores

Figura 46: Representação do diagrama de sequência positiva, em regime transitório, com atuação do *crowbar*, da CGE simulada

O mesmo conceito foi utilizado na construção dos diagramas de sequência negativa e zero, em regime transitório e permanente, para as diferentes topologias de aerogerador, com e sem a atuação do *crowbar* no caso do tipo III.

Para calcular a circulação das correntes em toda a rede, durante a ocorrência de um curto-circuito, os diagramas sequenciais devem ser convenientemente associados pelo ponto de falta, de acordo com o tipo de falta simulada. O *SimPowerSystem* resolve o circuito elétrico resultante dessa associação e fornece os fasores dos componentes simétricas das correntes e tensões em todos os componentes da rede.

Esses fasores são automaticamente transferidos para o *workspace* do *Matlab*, onde um arquivo do tipo *.m*, processará os resultados e apresentará as correntes e tensões, em termos de grandezas de fase, em uma planilha do Excel para facilitar as leituras e interpretações dos resultados obtidos. A figura 47 ilustrará um exemplo de apresentação dos resultados calculados através desse processo, para uma falta específica.

Nos itens a seguir, essa ferramenta computacional é utilizada para determinar a circulação das correntes para diversas situações de falta ocorrendo na rede elétrica da CGE hipotética. No item 4.3 será comparada a contribuição dos diversos tipos de aerogeradores para curtos trifásicos, dupla-fase e fase-terra.

Nessa análise comparativa, foram consideradas as seguintes alternativas de topologia:

- a) Aerogerador tipo I (*SCIG*)
- b) Aerogerador tipo II (*WRIG*)
- c) Aerogerador tipo III (*DFIG*) sem atuação do *crowbar*
- d) Aerogerador tipo III (*DFIG*) com atuação do *crowbar*
- e) Aerogerador tipo IV (*FC*)

Figura 47: Exemplo da tabela em Excel da ferramenta desenvolvida, contendo os valores de saída medidos na simulação 4, que será apresentada no item 4.6

4.3 Contribuição das diferentes topologias

Essa simulação tem por objetivo verificar os diversos conceitos apresentados no item 2 deste trabalho, tais como: a) à similaridade entre as topologias I e II na contribuição transitória das faltas simétricas e assimétricas, com suas diferentes constantes de amortecimento devido à resistência externa ligada ao rotor do aerogerador do tipo II; b) a influência da proteção dos aerogeradores tipo III com a atuação do *crowbar* e bloqueio do *RSC*; c) a contribuição do aerogerador tipo III sem atuação do *crowbar*; d) o controle total exercido pelo *GSC* do aerogerador tipo IV, limitando a corrente de falta para que não seja superado o valor nominal da eletrônica de potência.

Para comparar a contribuição das diferentes topologias, foi simulado um curto-circuito na rede de média tensão, na saída do alimentador 8 (ponto P11 da figura 48), com a *CGE* operando com 90% da potência instalada, igualmente distribuída em todos os parques. Para faltas fase-terra, dupla-fase e trifásica ocorrendo nesse ponto (P11), foram realizadas medições na saída do alimentador 7 (P10), dado que as correntes nesse ponto representam somente a contribuição dos seis geradores instalados nesse alimentador.

As figuras 49, 50 e 51 mostram as correntes medidas no ponto P10, e suas variações ao longo do tempo, partindo do valor transitório até o regime permanente, calculada com a utilização da equação (11) fornecida no capítulo 2. Já os fasores das correntes de falta, correspondentes aos períodos transitório e de regime permanente, para cada uma dessas faltas, fornecidos pela ferramenta computacional, são apresentados na tabela 17.

Figura 48: Localização da falta na simulação 1 com indicação dos pontos de medição

Descrição		Tipo I	Tipo II	Tipo III-CB	Tipo III-GSC	Tipo IV
Monofásico	Transitória	180,1 A	211,2 A	205,6 A	-	-
	Permanente	497,9 A	173,87 A	191,5 A	178,9 A	249,2 A
Bifásico	Transitória	905,4 A	905,5 A	568,6 A	-	-
	Permanente	491,8 A	373,0 A	284,7 A	205,1 A	245,47 A
Trifásico	Transitória	940,2 A	940,5 A	554,8 A	-	-
	Permanente	3,23 A	3,23 A	40,9 A	183,7 A	239,7 A

Tabela 17: Tabela comparativa das contribuições de curto-circuito em regime transitório e permanente das diferentes topologias

Figura 49: Corrente de curto-circuito monofásica medida no ponto P10, proveniente das faltas simuladas no alimentador 8, resultante dos modelos de regime transitório e permanente

Figura 50: Corrente de curto-circuito bifásica medida no ponto P10, proveniente das faltas simuladas no alimentador 8, resultante dos modelos de regime transitório e permanente

Figura 51: Corrente de curto-circuito trifásica medida no ponto P10, proveniente das faltas simuladas no alimentador 8, resultante dos modelos de regime transitório e permanente

A avaliação dos resultados obtidos nessa simulação, deixa clara a similaridade no comportamento das topologias I e II, uma vez que é provada visualmente que a corrente de curto-circuito de regime transitório tem o mesmo ponto de partida, porém, devido à resistência presente no rotor, a constante de amortecimento do aerogerador tipo II fará com que o tempo para atingimento das amplitudes de regime permanente ocorram mais rapidamente.

Em relação aos resultados das máquinas tipo III e IV, ficou visualmente demonstrada a proximidade das contribuições de regime permanente dessas topologias com os seus valores nominais de geração quando as máquinas estiverem operando com condições favoráveis de vento.

4.4 Curto-circuito no bay de acesso ao SIN

Essa simulação avaliará a parcela de contribuição de curto-circuito (*Short Circuit Ratio* - *SCR*) da *CGE* simulada para o *SIN* na ocorrência de faltas simétricas e assimétricas no ponto de acoplamento comum (*PAC*), onde será estabelecida a fronteira das instalações de uso restrito do agente gerador, conforme demonstrado na figura 52.

Através dessa simulação será possível medir além da *SCR* máxima proveniente do *grid*, o afundamento da tensão nos aerogeradores sob diferentes situações de curto-circuito fora da fronteira de uso restrito do agente gerador, necessários à validação dos ajustes de proteção para que sejam atendidos os parâmetros de *Fault Ride Through* estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

Figura 52: Localização da falta na simulação 1 com indicação dos pontos de medição

Vale lembrar que a partir desta simulação, serão considerados somente os aerogeradores do tipo III aplicados ao caso hipotético, dado que, na maioria absoluta dos projetos de *CGE* em implantação e construção, são utilizados aerogeradores com essa tecnologia.

Descrição		P1	P2	P3	P4 à P11	P12	P13
Monofásico	Transitória com <i>crowbar</i> ativo	3.915,6 A	676,1 A	33,75 A	301,4 A	50,5 A	2.676,7 A
	Permanente com <i>crowbar</i> ativo	3.994,8 A	763,5 A	31,95 A	247,2 A	41,8 A	2.603,3 A
	<i>crowbar</i> inativo	3.990,4 A	623,6 A	33,45 A	202,7 A	34,4 A	1.984,8 A
Bifásico	Transitória com <i>crowbar</i> ativo	6.452,1 A	536,1 A	0 A	406,9 A	67,6 A	4.273,2 A
	Permanente com <i>crowbar</i> ativo	6.394,3 A	343,6 A	0 A	315,6 A	52,51 A	2.736,8 A
	<i>crowbar</i> inativo	6.450,9 A	261,5 A	0 A	218,4 A	36,2 A	2.080,8 A
Trifásico	Transitória com <i>crowbar</i> ativo	7.313,5 A	487,9 A	0 A	406,5 A	67,7 A	3.893,9 A
	Permanente com <i>crowbar</i> ativo	7.313,5 A	62,9 A	0 A	52,4 A	8,7 A	500,7 A
	<i>crowbar</i> inativo	7.313,6 A	233,7 A	0 A	194,8 A	32,3 A	1.862,0 A

Tabela 18: Indicação das contribuições de curto-circuito em regime transitório e permanente nos ponto indicados no unifilar

Tensão em P13	<i>crowbar</i> ativo			<i>crowbar</i> inativo		
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	Monofásico	Bifásico	Trifásico
Fase A	0,729pu	1,034pu	0,424pu	0,559pu	1,037pu	0,203pu
Fase B	0,989pu	0,546pu	0,424pu	0,979pu	0,361pu	0,203pu
Fase C	0,989pu	0,712pu	0,424pu	0,913pu	0,685pu	0,203pu

Tabela 19: Indicação das tensões mínimas medidas nos aerogeradores provenientes de uma falta na fronteira com o SIN

Figura 53: Comportamento das I_{cc} máximas medidas no ponto P1, com *crowbar* ativo (resultante dos modelos de regime transitório e permanente) e com GSC ativo em $t=0^+$ (ou seja, *crowbar* inativo)

Figura 54: Comportamento das I_{cc} máximas medidas no ponto P2, com *crowbar* ativo (resultante dos modelos de regime transitório e permanente) e com GSC ativo em $t=0^+$ (ou seja, *crowbar* inativo)

Figura 55: Comportamento das I_{cc} máximas medidas nos pontos P4 a P11, com *crowbar* ativo (resultante dos modelos de regime transitório e permanente) e com GSC ativo em $t=0^+$ (ou seja, *crowbar* inativo)

Figura 56: Comportamento das tensões mínimas medidas no ponto P13, com *crowbar* ou GSC ativo em $t=0^+$, mediante aos parâmetros de tempo de atuação exigidos nos Procedimentos de Rede

Os resultados da simulação 2, apresentado nas tabelas 18 e 19, trazem algumas informações importantes, como a contribuição desta *CGE* na ocorrência de um curto-circuito na fronteira com o *SIN*, onde os valores medidos apresentaram amplitude máxima de 718,8A em regime transitório, e 618,3A em regime permanente, medidos na saída de linha do setor de 230kV durante a uma falta a terra.

Os valores de contribuição máxima em regime transitório devem ser enviados ao *ONS* para que seja avaliada esta parcela, juntamente com a parcela dos demais acessantes deste barramento, validando que não serão ultrapassados os valores nominais dos equipamentos instalados nas subestações de transmissão.

Outra informação importante é que, para todas as simulações de curto-circuito realizadas na fronteira com o *SIN*, os afundamentos de tensão refletidos nos terminais dos aerogeradores apresentaram-se dentro da faixa de não operação das proteções, conforme recomendado no submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede.

4.5 Curto-circuito no setor de 230kV da SE Coletora

A simulação da figura 57 avaliará a *SCR* do *Grid* para esta *CGE* na ocorrência de faltas na chegada da linha da Subestação Coletora, responsável pela elevação da tensão do nível de distribuição para o nível de transmissão.

Figura 57: Indicação da localização da falta e dos pontos de medição das simulações realizadas

Descrição		P1	P2	P3	P4 à P11	P12	P13
Fase-terra	Transitória com <i>crowbar</i> ativo	2.004,1 A	1.022,4 A	28,4 A	374,8 A	62,5 A	3.152,1 A
	Permanente com <i>crowbar</i> ativo	2.068,4 A	1.080,0 A	25,9 A	260,5 A	43,9 A	2.795,3 A
	<i>crowbar</i> inativo	2.080,0 A	901,7 A	27,6 A	207,9 A	35,1 A	2.030,5 A
Dupla-fase	Transitória com <i>crowbar</i> ativo	2.511,0 A	584,6 A	0 A	453,0 A	75,5 A	4.666,0 A
	Permanente com <i>crowbar</i> ativo	2.457,8 A	353,2 A	0 A	318,6 A	53,0 A	2.816,6 A
	<i>crowbar</i> inativo	2.509,6 A	264,3 A	0 A	219,5 A	36,5 A	2.1050,1 A
Trifásico	Transitória com <i>crowbar</i> ativo	2.756,3 A	542,2 A	0 A	451,8 A	75,5 A	4.342,8 A
	Permanente com <i>crowbar</i> ativo	2.757,4 A	650,4 A	0 A	54,2 A	8,9 A	512,2 A
	<i>crowbar</i> inativo	2.757,4 A	237,0 A	0 A	197,50 A	32,8 A	1.889,6 A

Tabela 20: Indicação das contribuições de curto-circuito em regime transitório e permanente nos ponto indicados no unifilar

Figura 58: Comportamento das I_{cc} máximas medidas no ponto P1, com *crowbar* ativo (resultante dos modelos de regime transitório e permanente) e com GSC ativo em $t=0^+$ (ou seja, *crowbar* inativo)

Figura 59: Comportamento das I_{cc} máximas medidas no ponto P2, com *crowbar* ativo (resultante dos modelos de regime transitório e permanente) e com GSC ativo em $t=0^+$ (ou seja, *crowbar* inativo)

Figura 60: Comportamento das I_{cc} máximas medidas nos pontos P4 a P11, com *crowbar* ativo (resultante dos modelos de regime transitório e permanente) e com GSC ativo em $t=0^+$

Nessa simulação, é possível avaliar através das medições apresentadas na tabela 20, a representatividade da contribuição do *S/N*, descontada a impedância da linha de transmissão, nas faltas ocorridas dentro das instalações de uso restrito do agente gerador, no setor de 230kV da subestação coletora.

Os valores de corrente de curto-circuito demonstrados nas figuras 58, 59 e 60 serão utilizados como base para definição dos ajustes de proteção do setor de 230kV da subestação coletora, bem como da constatação da não sensibilidade das proteções do setor de 34,5kV para atuação fora de sua zona de coordenação.

4.6 Curto-circuito no alimentador 8

A simulação da figura 61 por sua vez avaliará a *SCR* (*Short Circuit Ratio*) proveniente do *Grid*, dos aerogeradores agrupados ao *cluster* sob situação de falta, bem como dos clusters/alimentadores operando em condições normais, permitindo avaliar, por exemplo, se a utilização dos estágios de sobrecorrente não direcional, conforme adotado na grande maioria das *CGE*, apresentará atuação seletiva.

Figura 61: Indicação da localização da falta e dos pontos de medição das simulações realizadas

Descrição		P2	P3	P4 à P10	P11	P12	P13
Fase-terra	Transitória com <i>crowbar</i> ativo	290,5 A	630,7 A	218,8 A	1.194,6 A	36,5 A	2.091,9 A
	Permanente com <i>crowbar</i> ativo	355,5 A	561,7 A	232,9 A	1.197,9 A	38,8 A	2.301,6 A
	<i>crowbar</i> inativo	307,8 A	610,7 A	197,82 A	1.182,0 A	33,0 A	1.902,9 A
Dupla-fase	Transitória com <i>crowbar</i> ativo	1.353,3 A	0 A	581,8 A	11.062,9 A	97,1 A	5.405,7 A
	Permanente com <i>crowbar</i> ativo	1.353,3 A	0 A	310,9 A	8.723,8 A	51,8 A	3.098,9 A
	<i>crowbar</i> inativo	1.353,3 A	0 A	223,9 A	8.217,9 A	37,3 A	2.115,2 A
Trifásico	Transitória com <i>crowbar</i> ativo	1.348,6 A	0 A	559,9 A	12.606,6 A	94,0 A	5.405,8 A
	Permanente com <i>crowbar</i> ativo	1.348,6 A	0 A	57,6 A	8.900,5 A	9,4 A	543,8 A
	<i>crowbar</i> inativo	1.348,6 A	0 A	202,1 A	9.323,0 A	33,7 A	1.940,3 A

Tabela 21: Indicação das contribuições de curto-circuito em regime transitório e permanente nos ponto indicados no unifilar

Figura 62: Comportamento das lcc máximas medidas no ponto P2, com *crowbar* ativo (resultante dos modelos de regime transitório e permanente) e com GSC ativo em $t=0^+$ (ou seja, *crowbar* inativo)

Figura 63: Comportamento das I_{cc} máximas medidas no ponto P11, com *crowbar* ativo (resultante dos modelos de regime transitório e permanente) e com GSC ativo em $t=0^+$ (ou seja, *crowbar* inativo)

Figura 64: Comportamento das I_{cc} máximas medidas nos pontos P4 a P10, com *crowbar* ativo (resultante dos modelos de regime transitório e permanente) e com GSC ativo em $t=0^+$ (ou seja, *crowbar* inativo)

Da mesma forma que a simulação anterior serviu de base para definição dos ajustes de proteção do setor de 230kV, os valores dessa simulação, apresentados na tabela 21, servirão para definição dos ajustes de proteção do setor de 34,5kV da subestação coletora, bem como da constatação da não sensibilidade das proteções do setor de 230kV para atuação fora de sua zona de coordenação.

É importante ressaltar que, apesar da impedância da linha de transmissão, e do transformador de força limitar a contribuição do *S/N* nas faltas ocorridas dentro das instalações de uso restrito do agente gerador, os valores medidos em regime permanente nas faltas simétricas e assimétricas dentro do setor de 34,5kV, apresentam amplitude suficientemente superior aos valores de geração nominal.

4.7 Curto-Circuito no último aerogerador do cluster 8

Finalmente, complementando os resultados das simulações anteriores por permitir a avaliação da *SCR mínima* proveniente do grid e dos alimentadores desta *CGE*, dando base para o engenheiro de proteção definir os ajustes de pick-up, bem como das proteções que devem ser habilitadas nos diferentes dispositivos de proteção instalados em uma *CGE*.

É importante salientar que, através da simulação apresentada na figura 65, também será possível comparar as *I_{cc}* mínimas com as correntes de “carga”, certificando-se que as proteções terão seus estágios de sobrecorrente sensibilizados para garantir a atuação seletiva.

Figura 65: Indicação da localização da falta e dos pontos de medição das simulações realizadas

Descrição		P2	P3	P4 à P10	P11	P12	P13
Fase-terra	Transitória com <i>crowbar</i> ativo	261,9 A	595,7 A	220,0 A	1.104,0 A	35,8 A	2.108,9 A
	Permanente com <i>crowbar</i> ativo	307,8 A	561,5 A	219,8 A	1.137,0 A	36,3 A	2.082,9 A
	<i>crowbar</i> inativo	300,7 A	577,1 A	197,6 A	1.103,2 A	32,9 A	1.903,4 A
Dupla-fase	Transitória com <i>crowbar</i> ativo	911,9 A	0 A	498,1 A	7.977,2 A	97,4 A	5.427,5 A
	Permanente com <i>crowbar</i> ativo	996,4 A	0 A	311,2 A	6.638,4 A	54,6 A	3.264,9 A
	<i>crowbar</i> inativo	1.012,5 A	0 A	224,4 A	6.449,4 A	37,3 A	2.115,7 A
Trifásico	Transitória com <i>crowbar</i> ativo	907,9 A	0 A	480,9 A	9.054,0 A	94,4 A	5.427,5 A
	Permanente com <i>crowbar</i> ativo	1.040,4 A	0 A	115,1 A	7.077,2 A	9,45 A	543,1 A
	<i>crowbar</i> inativo	1.008,7 A	0 A	209,9 A	7.289,0 A	33,7 A	1.941,2 A

Tabela 22: Indicação das contribuições de curto-circuito em regime transitório e permanente nos ponto indicados no unifilar

Figura 66: Comportamento das I_{cc} máximas medidas no ponto P2, com *crowbar* ativo (resultante dos modelos de regime transitório e permanente) e com GSC ativo em $t=0^+$ (ou seja, *crowbar* inativo)

Figura 67: Comportamento das I_{cc} máximas medidas no ponto P11, com *crowbar* ativo (resultante dos modelos de regime transitório e permanente) e com GSC ativo em $t=0^+$ (ou seja, *crowbar* inativo)

Figura 68: Comportamento das I_{cc} máximas medidas nos pontos P4 a P10, com *crowbar* ativo (resultante dos modelos de regime transitório e permanente) e com GSC ativo em $t=0^+$ (ou seja, *crowbar* inativo)

A CGE hipotética foi concebida com rede coletora subterrânea, onde é comum suprimir a resistência de falta a zero. Entretanto, é altamente recomendado considerá-la nos cálculos de curto-circuito monofásico nos casos onde o transformador elevador será instalado ao tempo, já que são comuns os relatos de contato acidental de animais, como cobras, aves e lagartos, que são atraídos pela proteção e temperatura agradável fornecida pelo transformador de força, ou ainda, quando as redes coletoras são construídas em ramais de distribuição aérea.

Desta forma, a corrente de curto-circuito mínima medida no último aerogerador, apresentada na tabela 22, resultará da limitação oferecida pela parcela de impedância da rede coletora, e também pela parcela de resistência da falta no ponto sob análise.

Essa consideração garantirá que a proteção será sensibilizada para as faltas ocorridas através de toque acidental nas partes energizadas, através da utilização da corrente de curto-circuito mínima na definição do valor de pick-up, conforme procedimento apresentado no capítulo 5.

5. Ajustes das proteções aplicadas às CGE

Avaliando os resultados das simulações pode-se sintetizar que, para a CGE exemplo, definida no capítulo 4, com aerogeradores do tipo III, as *correntes de curto-circuito* medidas nos aerogeradores, no período transitório, podem atingir até aproximadamente $3pu$, conforme o tipo de falta, até que o *crowbar* seja efetivamente ativado. Este é considerado o primeiro estágio de proteção do aerogerador, sendo entregue ao GSC o segundo estágio de proteção, que consistirá na manutenção da *I_{cc}* em regime permanente entregue após atuação do *crowbar* até que a falta seja extinta ou isolada.

Os resultados das simulações também demonstraram que os valores de correntes de falta fornecidas pelo GSC, em regime permanente, não são muito superiores à corrente nominal do gerador, o que é facilmente explicado pela limitação da eletrônica de potência utilizada nos conversores, que mesmo detectando afundamentos significativos de tensão, devem manter sua geração por um período considerável com operação não nominal (0,5 segundos com 20% de tensão).

Por este motivo, a utilização do modelo de tensão ligado a uma reatância, para cálculo das contribuições em regime permanente, remete ao equívoco de considerar uma parcela 2 a 3 vezes maior do que aquela que será realmente medida nos terminais do aerogerador e, conforme a magnitude da contribuição do *S/N* no ponto da falta, poderá resultar em amplitude insuficiente para atuação coordenada das proteções da CGE.

5.1 Ajustes da proteção dos aerogeradores

O ajuste da proteção de sobrecorrente do painel terminal do aerogerador (baixa tensão), considerado como a fronteira entre a geração e a rede coletora, é normalmente realizado pelo próprio fabricante do aerogerador com base no conhecimento de seu produto e dos respectivos dispositivos internos de proteção, já mostrados no capítulo 3.

A rápida atuação do controle dos aerogeradores, ao mesmo tempo em que os protege, dificulta a sensibilização das proteções devido à proximidade dos valores de sua contribuição com os valores nominais de geração, e pode ainda ser agravado pelo

posicionamento mais afastado no agrupamento da rede coletora, pela resistência de falta (particularmente em redes aéreas), e pela influência do vento na capacidade do aerogerador em manter suas características nominais.

A dificuldade em estimar com precisão a resistência de falta e as condições de vento, são mitigadas pela importância da contribuição do *SIN* para a corrente de falta, e pela recomendação dos fabricantes em que sejam ajustadas as proteções das centrais de transformação e subestação coletora sem preocupação com a coordenação da proteção do aerogerador.

5.2 Ajustes das proteções do setor de 34,5kV

As proteções instaladas no setor de 34,5kV, associadas com os dispositivos de manobra mostrados na figura 69, serão ajustadas seguindo os critérios de seletividade e coordenação. Isto quer dizer que qualquer falta ocorrida dentro da zona de coordenação estabelecida, deverá ser isolada no menor tempo e com o menor impacto possível. Para este setor, devem ser ajustados os dispositivos eletrônicos inteligentes (*Intelligent Electronic Devices - IED*) associados com o disjuntor da central de transformação, assim como dos *IED* dos disjuntores ou religadores instalados nas saídas dos alimentadores na subestação coletora.

Figura 69: Coordenação das proteções sensibilizadas para faltas na central de transformação mais afastada da SE Coletora

5.2.1. Definição dos ajustes de proteção da central de transformação

- a) **ANSI-51:** Sobrecorrente de fase temporizada

Os ajustes das funções de proteção serão iniciados com a definição do valor da corrente de pick-up ($I_{>}$) da função de sobrecorrente temporizada, do dispositivo de proteção associado ao disjuntor C_1 . O valor a ser ajustado deverá ser menor do que 50% da corrente mínima de curto-circuito, medida no ponto $P1$, e pelo menos 50% maior do que a corrente máxima de geração com o parque operando em condições de vento favorável.

$$1,5 \cdot I_{C1} < I_{pick-up} < \frac{I_{cc,min}^{P1}}{2} \quad (21)$$

A corrente de carga máxima medida no ponto I_{C1} é calculada por:

$$I_{C1} = \frac{n \cdot S_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_l} = \frac{1 \times 2.000 [kVA]}{\sqrt{3} \times 34,5 [kV]} = 33,46 \text{ A} \quad (22)$$

Onde,

n número de aerogeradores agrupados no alimentador sob análise

$S_{3\phi}$ potência aparente máxima por aerogerador

V_l tensão de linha no ponto de medição

Os valores de corrente de curto-circuito mínimo, em regime permanente, medidos na ocorrência de faltas entre fases (trifásico e bifásico), com base nos modelos definidos em [3], serão apresentados de forma detalhada na tabela 23.

Descrição da Falta	Com <i>crowbar</i>			Sem <i>crowbar</i>		
	C_1	C_6	B	C_1	C_6	B
Bifásico em P1	462,9 A	-	614,1 A	581,4 A	-	596,3 A
Trifásico em P1	520,7 A	-	627,9 A	574,8 A	-	595,3 A
Bifásico em P2	6.966,0 A	54,6 A	6.638,4 A	6.673,2 A	37,3 A	6.449,4 A
Trifásico em P2	7.133,9 A	9,45 A	7.077,2 A	7.491,2 A	33,7 A	7.289,0 A
Bifásico em P3	-	466,0 A	619,3 A	-	585,6 A	603,4 A
Trifásico em P3	-	524,6 A	634,4 A	-	579,0 A	602,4 A
Bifásico em P4	51,8 A	9.034,6 A	8.723,8 A	37,3 A	8.441,7 A	8.217,9 A
Trifásico em P4	37,3 A	9.124,3 A	8.900,5 A	33,7 A	9.525,2 A	9.323,0 A

Tabela 23: Medição dos fasores das correntes em regime permanente de faltas dupla-fase e trifásica

Figura 70: Indicação da localização da falta e medição dos pontos sob análise

Além dos valores de carga máxima e curto-circuito mínimo, medidos dentro da zona de proteção da figura 70, para validar o ajuste do valor de pick-up de sobrecorrente de fase, deverão ser medidas as correntes máximas de contribuição dos aerogeradores ligados ao *cluster* sob análise, durante faltas entre fases (dupla-fase e trifásica) ocorridas nos alimentadores vizinhos, ou seja, fora da zona de proteção.

O cálculo da contribuição máxima medida pelo *IED* associado à central de transformação de um aerogerador ligado ao alimentador 8, foi de 51,3A medido na ocorrência de um curto-circuito dupla-fase na saída do alimentador 7. Como este valor é superior a corrente de carga máxima calculado em (22), a faixa de ajuste disponível para pick-up da função de sobrecorrente temporizado $I_{>}$, será dada por:

$$51,3 \text{ A} < I_{pick-up} < 231,4 \text{ A} \quad (23)$$

Devido à baixa magnitude das impedâncias da rede coletora frente às elevadas correntes de curto-circuito, pode-se observar que os valores mostrados na tabela 23, medidos no primeiro aerogerador e no último aerogerador, são muito similares, e por esse motivo, não será necessário definir ajustes individuais para garantir a atuação coordenada de cada aerogerador.

A temporização da função de sobrecorrente de fase ocorrerá através da seleção de curvas de tempo muito inverso, com base nas seguintes premissas:

- Não existem proteções à jusante a serem consideradas por esse *IED* na definição dos critérios de seletividade, uma vez que as proteções dos aerogeradores são

definidas pelos fabricantes, e o qual não recomendada coordenação com suas proteções;

- b) As funções de proteção tradicionalmente habilitadas são 50/51, 50/51N, 27, 59, 81 e eventualmente função 79 para redes coletoras aéreas;
- c) Devido às especificidades construtivas e de operação dos aerogeradores, o fluxo será considerado sempre no sentido do *S/N*, e eventuais desligamentos dos alimentadores resultarão em interrupção de geração, uma vez que a tensão de referência é necessária para sincronismo dos conversores;
- d) As correntes são indicadas com valores primários, e conforme fabricante do *IED*, e conhecida a relação do *TC*, poderá ser necessário calcular a corrente secundária para definição do ajuste de proteção

Finalmente, o cálculo do tempo de atuação da curva muito-inversa (*IEEE*) é dada pela expressão:

$$T_A = T_{I>} \cdot \left[\frac{19,61}{\left(\frac{I}{I_{>}}\right)^2} + 0,491 \right] \quad (24)$$

Onde,

T_A tempo de atuação da proteção

$T_{I>}$ ajuste de temporização ajustado no *IED*

$\left(\frac{I}{I_{>}}\right)$ múltiplo da corrente medida sobre a corrente de pick-up ajustada

Ajustes de sobrecorrente em C_1 a C_6			
ANSI 51		ANSI 50	
$I_{>}$	2,0pu	$I_{>>}$	20,0pu
$T_{I>}$	0,10	$T_{I>>}$	0,0
Fcn	Muito inverso IEEE	Fcn	Tempo Definido

Tabela 24: Definição dos ajustes de sobrecorrente de fase temporizada e instantânea (ANSI 50/51) na base 34,5kV / 2,0MVA

b) **ANSI-50:** Sobrecorrente de fase instantânea

O segundo estágio de sobrecorrente, informado na tabela acima, foi ajustado para atuação sem qualquer temporização, e valor de pick-up ($I_{>>}$) foi definido com base na equação

$$I_{pick-up} \geq 1,25 \cdot I_{cc,m\acute{a}x}^{P1} \quad (25)$$

c) **ANSI-51N:** Sobrecorrente de neutro temporizada

Os ajustes da função de sobrecorrente de neutro, como acontece na maioria das *CGE* onde as redes de distribuição são construídas em Delta, já que o aerogerador deve ser ligado em estrela e um transformador com diagrama fasorial estrela-estrela custa mais caro pela necessidade construtiva de um enrolamento adicional em delta, deverá ser habilitada a função residual de neutro.

O valor residual de neutro, medido nos transformadores de corrente instalados nas fases A, B e C, serão calculados pelo *IED* através da soma das correntes fasoriais, conforme demonstrado em (26):

$$I_n = I_a + I_b + I_c \quad (26)$$

Para definição do valor de *pick-up*, aplicar-se-á a mesma metodologia utilizada anteriormente na definição dos ajustes de sobrecorrente de fase, porém, fazendo a somatória das correntes fasoriais, medidas na ocorrência de faltas a terra, calculadas com base no modelo apresentado em [3] para a *CGE* hipotética, conforme indicado na tabela 25.

Descrição da Falta	Com <i>crowbar</i>		Sem <i>crowbar</i>	
	C ₁	B	C ₁	B
Monofásico em P1	480,5∠-84 A	8,86∠-101 A	0,0∠-169 A	839,7∠-22 A
Monofásico em P2	1.579∠92A	1.579∠92A	1.717∠-92 A	1.717∠-92 A

Tabela 25: Valores resultantes da somatória fasorial das correntes em regime permanente para faltas monofásicas

Para validação da não atuação dos aerogeradores ligados a este alimentador, para faltas a terra ocorridas no *cluster* vizinho, foram calculadas as correntes residuais de neutro, proveniente de faltas monofásicas na saída do alimentador 7. Os fasores medidos resultaram em corrente residual de neutro (I_n) muito baixa, e seu valor não

influenciará na definição do ajuste de *pick-up* da função de sobrecorrente de neutro temporizado ($I_{N>}$) calculado por:

$$0,4 \cdot I_{C1} < I_{pick-up} < \frac{I_{cc,min}^{P1}}{2} \quad (27)$$

$$13,5 \text{ A} < I_{pick-up} < 240,25 \text{ A} \quad (28)$$

É importante lembrar do compromisso do sistema de proteção no isolamento das faltas antes que sejam atingidos os limites de suportabilidade do transformador de aterramento, definido na concepção desta CGE hipotética em 1.635A por até 10 segundos, e 989A por 0,9 segundos para as blindagens dos condutores isolados, que devido ao rápido tempo requerido para extinção da falta, deverá ser utilizado como limitante para temporização da sobrecorrente de neutro.

Desta forma, adotando o valor de *pick-up* de 13,5A, o ajuste de tempo da função de sobrecorrente de neutro temporizada, deverá ser inferior a:

$$0,9 = TI_{>}. \left[\frac{19,61}{\left(\frac{3 \times 545}{13,5} \right)^2} + 0,491 \right] \rightarrow TI_{>} = 1,82 \quad (29)$$

Pode-se observar que a faixa de tempo disponível para ajuste da curva muito inversa no *IED*, associado à central de transformação, é bastante confortável e a escolha da blindagem de 8mm² não impactará na atuação coordenada dos dispositivos de proteção.

Ajustes de sobrecorrente em C_1 a C_6			
ANSI 51N		ANSI 50N	
In>	0,4pu	In>>	18,0pu
TIn>	0,3	TIn>>	0,0
Fcn	Muito inverso IEEE	Fcn	Tempo Definido

Tabela 26: Definição dos ajustes de sobrecorrente de neutro temporizada e instantânea (ANSI 50/51N) na base 34,5kV / 2,0MVA

d) **ANSI-50N:** Sobrecorrente de neutro instantânea

O segundo estágio de sobrecorrente de neutro, assim como ocorreu na definição do ajuste de *pick-up* de sobrecorrente de fase, foi realizado através da expressão (25).

e) **ANSI-27, 59 e 81:** Sub e sobretensão, sub e sobrefrequência

Para definição dos ajustes de tensão e frequência, deverão ser avaliados sob condição de regime de operação não nominal, as exigências dos procedimentos de rede descritas no quadro 6 do submódulo 3.6, e detalhadas no item 1.5 deste trabalho.

É importante ressaltar que, em alguns casos, como tem ocorrido nos últimos leilões de energia, o ONS tem exigido pleno atendimento aos requisitos contidos no anexo 9 da documentação técnica, até que seja publicada a nova revisão do submódulo 3.6, que está sendo atualizada com dados mais restritivos, similares aos apresentados no anexo 9 comentado anteriormente.

Neste caso, adotar-se-á as recomendações de *FRT* vigentes no submódulo 3.6, definindo os ajustes de sub e sobre tensão dentro da zona de suportabilidade de um aerogerador hipotético, e fora de zona definida para não atuação, conforme demonstrado na figura abaixo.

Figura 71: Indicação das tensões mínimas medidas nos aerogeradores para faltas simuladas na fronteira com o *S/N*, indicando os tempos de atuação e as exigências de *FRT*

ANSI 67		ANSI 27				ANSI 59	
Id>	- pu	V<	0,8pu	V<<	0,15pu	V>	1,2pu
TId>	- segundos	TV<	1,2 segundos	TV<<	0,05 segundos	TV>	2,0 segundos
Fcn		Fcn	Tempo definido	Fcn	Tempo definido	Fcn	Tempo definido

ANSI 81 F>		ANSI 81 F<		ANSI 81 F>>		ANSI 81 F<<	
F>	62 Hz	F<	58 Hz	F>>	63,5 Hz	F<<	56Hz
TF>	10,5 segundos	TF<	10,5 segundos	TF>>	0,20 segundos	TF<<	0,20 segundos
Fcn	Tempo definido	Fcn	Tempo definido	Fcn	Tempo definido	Fcn	Tempo definido

Tabela 27: Ajuste das proteções recomendadas pelo submódulo 3.6 para ajuste das proteções de tensão e frequência

5.2.2. Definição dos ajustes de proteção dos alimentadores

a) **ANSI-51:** sobrecorrente de fase temporizada

O *IED* associado ao disjuntor alimentador da subestação coletora deverá atuar como proteção de retaguarda do *IED* instalado na central de transformação, caso este, por qualquer motivo, não isole a sobrecorrente proveniente de uma falta medida dentro de sua zona de proteção, ou ainda, atuar no caso de uma falta ocorrida fora da zona de medição dos transformadores de corrente instalados no primário do transformador de pé de torre.

O valor de *pick-up* da função sobrecorrente de fase (I_s), será calculado por:

$$1,5 \cdot I_B < I_{pick-up} < I_{cc,min}^{P1} \quad (30)$$

Onde,

$$I_B = \frac{n \cdot S_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_l} = \frac{6 \times 2.000 kVA}{\sqrt{3} \times 34,5 kV} = 200,81 A \quad (31)$$

Calculada a corrente de carga máxima, foram avaliadas as contribuições provenientes desse alimentador na ocorrência de faltas entre fases no alimentador 7, analogamente ao procedimento que fora desenvolvido na definição dos ajustes do *IED* associado à central de transformação.

A corrente máxima medida, proveniente de uma falta dupla-fase calculada no alimentador 7, apresentou amplitude de 316A, superior a corrente de geração máxima

medida em (19). Desta forma, a faixa disponível para ajuste de *pick-up* da função de sobrecorrente de fase ($I_{>}$) será dada por:

$$316 A < I_{pick-up} < 462,9 A \quad (32)$$

O ajuste de temporização da função de sobrecorrente de fase deverá ser definido de tal forma, que a corrente de curto-circuito máxima calculada em P4, resultante de um curto-circuito trifásico no lado de 34,5kV da central de transformação conforme indicado na figura 72, resulte na atuação desta proteção em um tempo superior a, pelo menos, 0,3 segundos do tempo de atuação do *IED* associado à central de transformação.

Figura 72: Indicação da localização da falta e medição dos pontos sob análise

Para calcular o tempo de atuação do *IED* da central de transformação (C_6) deverá ser utilizada a equação:

$$T_A = 0,1 \cdot \left[\frac{19,61}{\left(\frac{9525}{67}\right)^2} + 0,491 \right] \therefore T_A = 0,049 \text{ segundos} \quad (33)$$

Considerando que o valor de *pick-up* da função de sobrecorrente de fase do *IED* associado a este alimentador será de 350A, a temporização de sobrecorrente de fase, atendendo ao critério de atuação seletiva entre esses dispositivos, será calculado por:

$$0,049 + 0,30 = T_{I_{>}} \cdot \left[\frac{19,61}{\left(\frac{9525}{350}\right)^2} + 0,491 \right] \therefore T_{I_{>}} = 0,67 \quad (34)$$

Esse ajuste de tempo garantirá a seletividade para as faltas ocorridas entre a central de transformação e o alimentador, por exemplo, sem que os equipamentos que apresentem condições normais de operação sejam desligados por uma atuação indevida do alimentador.

Ajustes de sobrecorrente em B			
ANSI 51		ANSI 50	
I>	1,75 pu	I>>	20,0 pu
TI>	0,70	TI>>	0,0 segundos
Fcn	Muito inverso IEEE	Fcn	Tempo Definido

Tabela 28: Definição dos ajustes de sobrecorrente de fase temporizada e instantânea (ANSI 50/51) na base 34,5kV / 12,0MVA

b) **ANSI-50:** sobrecorrente de fase instantânea

O segundo estágio de sobrecorrente, ajustado para atuação sem temporização (instantânea), foi calculado conforme expressão (25), utilizada na definição dos parâmetros do *IED* associado à central de transformação.

c) **ANSI-51N:** sobrecorrente de neutro temporizada

A faixa para definição do ajuste de *pick-up* da sobrecorrente de neutro ($I_{N>}$), calculado através da expressão (23), será dada por:

$$80 A < I_{pick-up} < 240,25 A \quad (35)$$

A temporização ajustada para atuação da sobrecorrente de neutro desse *IED* deverá satisfazer os seguintes pré-requisitos:

- A corrente de curto-circuito máxima calculada em P2, resultante de um curto-circuito monofásico no lado de 34,5kV da central de transformação, deve resultar na atuação desta proteção em um tempo superior a pelo menos, 0,3 segundos do tempo de atuação do *IED* da central de transformação; e
- Garantir que os limites de suportabilidade do transformador de aterramento, definido na concepção desta *CGE* hipotética em 1.635A por até 10 segundos, e 989A por 0,9 segundos para as blindagens dos condutores isolados, não serão superados.

Figura 73: Indicação da localização da falta e medição dos pontos sob análise

O cálculo do tempo de atuação do *IED* associado à central de transformação será:

$$T_A = 0,3 \cdot \left[\frac{19,61}{\left(\frac{1717}{13,5} \right)^2} + 0,491 \right] \rightarrow T_A = 0,147 \text{ segundos} \quad (36)$$

Para que sejam atendidos os critérios de seletividade estabelecidos na metodologia de coordenação das proteções, ou seja, que a atuação deste *IED* ocorra com uma janela de pelo menos 0,3 segundos após atuação do *IED* da central de transformação, o tempo de atuação, adotando uma corrente de *pick-up* de 80A, deve ser superior a:

$$0,147 + 0,30 = TI_{>} \cdot \left[\frac{19,61}{\left(\frac{1717}{80} \right)^2} + 0,491 \right] \rightarrow TI_{>} = 0,83 \quad (37)$$

Finalmente, para que não sejam ultrapassados os limites suportáveis do transformador de aterramento e da blindagem dos condutores, o tempo de atuação deverá ser inferior a:

$$0,9 = TI_{>} \cdot \left[\frac{19,61}{\left(\frac{3 \times 545}{80} \right)^2} + 0,491 \right] \rightarrow TI_{>} = 1,67 \quad (38)$$

Logo, a faixa de ajuste para temporização da sobrecorrente de neutro será:

$$0,83 < TI_{>} < 1,67 \quad (39)$$

Ajustes de sobrecorrente em <i>B</i>			
ANSI 51N		ANSI 50N	
In>	0,4 <i>pu</i>	In>>	10,0 <i>pu</i>
TIn>	0,9	TIn>>	0,0 segundos
Fcn	Muito inverso IEEE	Fcn	Tempo Definido

Tabela 29: Definição dos ajustes de sobrecorrente de neutro temporizada e instantânea (ANSI 50/51N) na base 34,5kV / 12,0MVA

d) **ANSI-51N:** sobrecorrente de neutro temporizada

O segundo estágio de sobrecorrente de neutro, ajustado para atuação sem temporização (instantânea), foi calculado conforme expressão (22)

e) **ANSI-27, 59 e 81:** Sub e sobretensão, sub e sobrefrequência

Os ajustes de tensão e frequência neste *IED* serão definidos como proteção de retaguarda do *IED* associado à central de transformação, medido durante uma falta a montante das instalações de uso restrito do agente gerador, conforme recomendado no quadro 6 do submódulo 3.6.

É importante ressaltar que o limite de não atuação definido nos Procedimentos de Rede são baseados nas medições realizadas nos aerogeradores, e se durante uma falta no *SIN*, por exemplo, os valores medidos no alimentador forem inferiores a 0,2*pu*, e a tensão medida no aerogerador, por sua vez, for ligeiramente superior a 0,2*pu*, como ocorreu nesta *CGE* hipotética, as proteções não deverão atuar.

Figura 74: Indicação das tensões mínimas medidas nos alimentadores para faltas simuladas na fronteira com o *SIN*, indicando os tempos de atuação e as exigências de *FRT*

ANSI 67		ANSI 27				ANSI 59	
Id>	- pu	V<	0,8pu	V<<	0,15pu	V>	1,2pu
TId>	- segundos	TV<	1,5segundos	TV<<	0,05segundos	TV>	2,3segundos
Fcn		Fcn	Tempo definido	Fcn	Tempo definido	Fcn	Tempo definido

ANSI 81 F>		ANSI 81 F<		ANSI 81 F>>		ANSI 81 F<<	
F>	62 Hz	F<	58 Hz	F>>	63,5 Hz	F<<	56 Hz
TF>	10,5 segundos	TF<	10,5 segundos	TF>>	0,20 segundos	TF<<	0,20 segundos
Fcn	Tempo definido	Fcn	Tempo definido	Fcn	Tempo definido	Fcn	Tempo definido

Tabela 30: Ajuste das proteções recomendadas para as centrais de transformação

5.2.3. Definição dos ajustes de proteção do disjuntor secundário do transformador de força

a) ANSI-51: sobrecorrente de fase temporizada

O *IED* associado ao transformador de força da subestação coletora, além das funções específicas de proteção do transformador, como a diferencial de transformador (ANSI-87T) por exemplo, também disponibiliza funções de sobrecorrente para proteção do lado da média tensão.

Este *IED* fará a proteção do barramento coletor, e atuará como proteção de retaguarda do alimentador instalado a jusante, caso este, por qualquer motivo, não isole a sobrecorrente proveniente de uma falta medida dentro de sua zona de proteção.

A definição dos valores de *pick-up* da função sobrecorrente de fase (I_s), seguem a mesma metodologia utilizada anteriormente:

$$1,5 \cdot I_A < I_{pick-up} < \frac{I_{cc,min}^{P2}}{2} \quad (40)$$

Onde,

$$I_A = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_l} = \frac{100.000[kVA]}{\sqrt{3} \times 34,5[kV]} = 1.673,47 \text{ A} \quad (41)$$

A corrente de curto-circuito mínima informada na tabela 23, proveniente de uma falta dupla-fase no ponto 2, apresentou amplitude de 6.449A, e desta forma, a faixa disponível para ajuste de *pick-up* (40) da função de sobrecorrente de fase (I_s) será dada por:

$$2.505,70 \text{ A} < I_{pick-up} < 3.224,5 \text{ A} \quad (42)$$

O ajuste de temporização da função de sobrecorrente de fase deverá ser definido de tal forma, que a corrente de curto-circuito máxima calculada em P4, resultante de um curto-circuito trifásico na saída do alimentador 8, resulte na atuação desta proteção em um tempo superior a, pelo menos, 0,3 segundos do tempo de atuação do *IED* associado ao alimentador.

Para calcular o tempo de atuação deste *IED*, deverá ser utilizada a equação:

$$T_A = 0,7 \cdot \left[\frac{19,61}{\left(\frac{8675}{350} \right)^2} + 0,491 \right] \therefore T_A = 0,36 \text{ segundos} \quad (43)$$

Considerando que o valor de *pick-up* da função de sobrecorrente de fase deste *IED* será de 2.600A, a temporização de sobrecorrente de fase, atendendo ao critério de atuação seletiva entre esses dispositivos, deverá ser superior:

$$0,36 + 0,30 = TI_{>}. \left[\frac{19,61}{\left(\frac{9525}{2600}\right)^2} + 0,491 \right] \therefore TI_{>} = 0,3 \quad (44)$$

Esse ajuste de tempo garantirá a seletividade para as faltas ocorridas entre a central de transformação e o alimentador, por exemplo, sem que a atuação desse dispositivo desligue todo o complexo por atuação indevida desta proteção.

Ajustes de sobrecorrente em C			
ANSI 51		ANSI 50	
I>	1,55pu	I>>	6,5pu
TI>	0,30	TI>>	0,0 segundos
Fcn	Muito inverso IEEE	Fcn	Tempo Definido

Tabela 31: Definição dos ajustes de sobrecorrente de fase temporizada e instantânea (ANSI 50/51) na base 34,5kV / 100MVA

b) **ANSI-50:** sobrecorrente de fase instantânea

O segundo estágio de sobrecorrente, ajustado para atuação sem temporização (instantânea), foi calculado conforme expressão (25), utilizada na definição dos parâmetros dos demais *IED* instalados no setor de 34,5kV.

c) **ANSI-51N:** sobrecorrente de neutro temporizada

A faixa para definição do ajuste de *pick-up* da sobrecorrente de neutro ($I_{N>}$), será calculada através da expressão:

$$0,4. I_A < I_{pick-up} < \frac{I_{cc,min}^{P2}}{2} \quad (45)$$

Logo,

$$670 A < I_{pick-up} < 789,5 A \quad (46)$$

A temporização ajustada para atuação da sobrecorrente de neutro deverá satisfazer os seguintes pré-requisitos:

- A corrente de curto-circuito máxima calculada em P2, resultante de um curto-circuito monofásico na saída do alimentador 8, deve resultar na atuação desta proteção em um tempo superior a, pelo menos, 0,3 segundos do tempo de atuação do *IED* associado ao alimentador; e
- Garantir que os limites de suportabilidade do transformador de aterramento, definido na concepção desta *CGE* hipotética em 1.635A por até 10 segundos, e 989A por 0,9 segundos para as blindagens dos condutores isolados, não serão superados.

O cálculo do tempo de atuação do *IED* associado ao alimentador será:

$$T_A = 0,9 \cdot \left[\frac{19,61}{\left(\frac{1717}{80}\right)^2} + 0,491 \right] \therefore T_A = 0,48 \text{ segundos} \quad (47)$$

Para que sejam atendidos os critérios de seletividade estabelecidos na metodologia de coordenação das proteções, ou seja, que a atuação deste *IED* ocorra com uma janela de pelo menos 0,3 segundos após atuação do *IED* do alimentador, o tempo de atuação, adotando uma corrente de pick-up de 680A, deverá ser superior a:

$$0,48 + 0,30 = TI_{>} \cdot \left[\frac{19,61}{\left(\frac{1717}{680}\right)^2} + 0,491 \right] \therefore TI_{>} = 0,21 \quad (48)$$

Finalmente, para que não sejam ultrapassados os limites suportáveis do transformador de aterramento e da blindagem dos condutores, o tempo de atuação deverá ser inferior a:

$$0,9 = TI_{>} \cdot \left[\frac{19,61}{\left(\frac{3 \times 545}{680}\right)^2} + 0,491 \right] \rightarrow TI_{>} = 0,23 \quad (49)$$

Logo, a estreita faixa de ajuste para temporização da sobrecorrente de neutro ($TI_{N>}$) será:

$$0,21 < TI_{N>} < 0,23 \quad (50)$$

Ajustes de sobrecorrente em A			
ANSI 51N		ANSI 50N	
In>	0,4 pu	In>>	1,3 pu
TIn>	0,22	TIn>>	0,0 segundos
Fcn	Muito inverso IEEE	Fcn	Tempo Definido

Tabela 32: Definição dos ajustes de sobrecorrente de neutro temporizada e instantânea (ANSI 50/51N) na base 34,5kV / 100MVA

d) **ANSI-51N:** sobrecorrente de neutro temporizada

O segundo estágio de sobrecorrente de neutro, ajustado para atuação sem temporização (instantânea), foi calculado conforme expressão (25).

5.3 Coordenograma das proteções do setor de 34,5kV

Os ajustes de sobrecorrente definidos nas tabelas 24, 26, 28, 29, 31 e 32, resultaram no Coordenograma das proteções de sobrecorrente de fase (figura 75) e sobrecorrente de neutro (figura 76).

Figura 75: Coordenograma de atuação das proteções de sobrecorrente de fase do setor de 34,5kV

Figura 76: Coordenograma de atuação das proteções de sobrecorrente de neutro do setor de 34,5kV

5.4 Ajustes das proteções do setor de 230kV

A definição dos ajustes para proteção específica dos transformadores de força, barras e linha de transmissão, seguem metodologias consagradas e não apresentam qualquer especificidade por se tratar de uma instalação aplicada à geração proveniente de fonte eólica.

Uma vez que o foco dessa dissertação foi de avaliar, desde a escolha do modelo mais apropriado para cálculo das correntes de curto-circuito que representassem de forma fiel o comportamento dos aerogeradores até o tipo de proteção a ser utilizado, foi demonstrado nos capítulos anteriores uma metodologia completa que poderá ser aplicada nos estudos de coordenação das proteções de uma *CGE* prática, optando-se por retratar neste trabalho somente as particularidades desse tipo de instalação, o que definitivamente não é o caso da definição dos ajustes de proteção para os transformadores, barras e linha de transmissão.

CONCLUSÃO

A possibilidade de calcular as correntes de curto-circuito através da utilização de um modelo que represente de forma satisfatória o comportamento dos aerogeradores sob condições de operação não nominal, permitiu, através da associação dos diagramas sequenciais [3], avaliar as contribuições em diferentes pontos de uma Central de Geração Eólica, definindo os ajustes de proteção através da aplicação de uma metodologia detalhada, que certificará que a atuação do sistema de proteção ocorrerá de forma coordenada.

O desafio para implementar modelos mais complexos em *softwares* comerciais ainda é grande, entretanto, a utilização de modelos de tensão ligados à reatância poderá remeter ao equívoco de considerar parcelas entre 2 a 3 vezes superior à contribuição real dos aerogeradores em regime permanente, e, conforme magnitude da contribuição do *S/N* no ponto da falta sob análise, poderá resultar em amplitude insuficiente para atuação coordenada das proteções.

Pode-se concluir que, além do exposto supra, este trabalho colaborou com informações técnicas relevantes que devem ser tratadas com bastante atenção pelos engenheiros de proteção no desenvolvimento de um sistema de proteção, como as especificidades construtivas de uma *CGE*, o funcionamento das diferentes topologias de aerogerador, os possíveis impactos na seletividade da proteção residual de neutro pela limitação das correntes de sequência zero resultante do transformador ou do resistor de aterramento, analogamente, à influência da escolha da blindagem dos condutores da rede coletora e a importância de considerar suas limitações durante a definição dos ajustes de proteção, e finalmente, as informações técnicas contidas nos Procedimentos de Rede, necessários para definição dos ajustes de proteção das funções de tensão e frequência.

REFERÊNCIAS

- [1] M. S. Sarma, "Electric Machines: Steady-State Theory and Dynamic Performance (2nd Ed.)". Florence, KY: Nelson Engineering, 1994.
- [2] P. C. Krause, O. Wasynczuk, and S. D. Sudhoff, "Analysis of Electric Machinery and Drive Systems (2nd Ed.)". New Jersey: IEEE Press, 2002.
- [3] D. F. Howard, Short Circuit Currents in wind turbine generator networks. Georgia Institute of Technology: IEEE Press, 2013.
- [4] S. S. Kalsi, B. Adkins, and D. D. Stephen, "Calculation of system-fault currents due to induction motors," *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 118, pp. 201-215, 1971.
- [5] J. Martinez, P. C. Kjar, P. Rodriguez, and R. Teodorescu, "Short Circuit Signatures from Different Wind Turbine Generator Types," in Proc. 2011 IEEE Power Systems Conference and Exposition, Phoenix, AZ, Mar. 20-23, 2011
- [6] R. A. Walling and M. L. Reichard, "Short Circuit Behavior of Wind Turbine Generators," in *Proc. 2009 IEEE Annual Conference for Protective Relay Engineers*, College Station, TX, Mar. 30 - Apr. 2, 2009.
- [7] E. Muljadi and V. Gevorgian, "Short-Circuit Modeling of a Wind Power Plant," in *Proc. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, MI, July 24-29, 2011.
- [8] SHANGAI UNIVERSITY OF ELECTRIC POWER, "Analysis of Short Circuit Current of Wind Turbine Doubly Fed Induction Generator," in Industrial Electronics and Applications, 2006 1ST IEEE, Singapore Conference, May 24-26, 2006.
- [9] SHANGAI UNIVERSITY OF ELECTRIC POWER, "Wind Farm Electromagnetic Dynamic Model and Outgoing Line Protection Relay RTDS Testing," in Universities Power Engineering Conference (UPEC), Proceedings of 2011 46th International, Germany, September 5-8, 2011.
- [10] FELTES, J. W. "Case Studies of Wind Park Modeling," in Power and Energy Society General Meeting Conference, 2011 IEEE, San Diego, CA, July 24-29, 2011.
- [11] E. MULJADI, N. Samaan, V. Gevorgian, "Diferent Factors Affecting Short Circuit Behavior of a Wind Power Plant" in Industry Applications, IEEE Transactions on (Volume:49, Issue:1), IEEE Press, 2012.
- [12] DALIAN UNIVERSITY TECHNOLOGY, "Fault Ride-through Performance of Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator," in Industrial Electronics and Applications, 2007. ICIEA 2007. 2nd IEEE Conference, Harbin, May 23-25, 2007.

- [13] LANGKOWSI, Hauke. "Grid Impedance Determination - Relevancy for Grid Integration of Renewable Energy Systems" in Industrial Electronics, 2009. IECON '09. 35th Annual Conference of IEEE, Porto, November 3-5, 2009
- [14] SAMAAN, Nader. "Modeling of Wind Power Plants for Short Circuit Analysis in the Transmission Network" in Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2008. T&D. IEEE/PES, Chicago, IL, April 21-24, 2008
- [15] NELSON, R. J. "Short Circuit Contributions of Full Converter Wind Turbines" in Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2012 IEEE PES, Orlando, FL, May 7-10, 2012.
- [16] SADATI, A. M. "Short Circuit Current Analysis for Different Types of Wind Turbines" in Cyber Technology in Automation, Control, and Intelligent Systems (CYBER), 2012 IEEE International Conference, Bangkok, May 27-31, 2012.
- [17] GEVORGIAN, Vahan. "Symmetrical and unsymmetrical fault currents of a wind power plant," in Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, San Diego, CA, July 22-26, 2012.
- [18] IEEE PES WIND PLANT COLLECTOR SYSTEM DESIGN WORKING GROUP, "Wind Plant Collector System Fault Protection and Coordination," in IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Expo, New Orleans, LA, April 20-22, 2010.
- [19] JOÓS, Geza. "Wind Turbine Generator Low Voltage Ride through Requirements and Solutions," in Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, in Pittsburgh, PA, July 20-24, 2008.
- [20] REICHARD, M. L. "Windfarm System Protection Using Peer to Peer Communications" in Protective Relay Engineers, 2007. 60th Annual Conference, College Station, TX, March 27-29, 2007
- [21] CAYRES, Silvio. "Ferramentas para Modelagem de Geradores Eólicos em Programas de Curto-Circuito" no Brazil Wind Power Conference, Rio de Janeiro, 3-5 de Setembro, 2013.
- [22] MOURA, Júlio. Cesar. "Proteção de Sistemas Elétricos, uma visão de sua utilização em Parques Eólicos", monografia apresentada a UFLA, publicada em 2011
- [23] VALENTINI, Massimo. "Fault Current Contribution from VSC-based Wind Turbines to the Grid" in The Second International Symposium on Electrical and Electronics Engineering – ISEEE-2008, Galati, Romania, 2008
- [24] Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial – ABDI, "Mapeamento da cadeia produtiva da indústria eólica no Brasil" publicado em 2014