

NEWTON JOSÉ DE SALLES

MODELAGEM MULTIAMBIENTE DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO PARA ILHAMENTO INTENCIONAL DE GERADORES SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS

Campinas 2013

ii



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

NEWTON JOSÉ DE SALLES

MODELAGEM MULTIAMBIENTE DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO PARA ILHAMENTO INTENCIONAL DE GERADORES SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS

Orientador: Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica.

Este exemplar corresponde à versão final da tese defendida pelo aluno Newton José de Salles, e orientada pelo professor Dr. Walmir de Freitas Filho.

Campinas 2013

Ficha catalográfica Universidade Estadual de Campinas Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

Salles, Newton José de, 1964-Modelagem multiambiente de sistemas de proteção para ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos / Newton José de Salles. – Campinas, SP : [s.n.], 2013.
Orientador: Walmir de Freitas Filho. Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.
1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Relés de proteção. 3. Máquinas elétricas síncronas. 4. Sistemas de energia elétrica - Proteção. 1. Freitas Filho, Walmir de,1971-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Multi-environment modeling of protection systems for intentional islanding operation with synchronous generators Palavras-chave em inglês: Distributed generation of electric power Protective relays Electric machinery, Synchronous Electric power systems - Protection Área de concentração: Energia Elétrica Titulação: Doutor em Engenharia Elétrica Banca examinadora: Walmir de Freitas Filho [Orientador] José Roberto Camacho Jussara Farias Fardin Luiz Carlos Pereira da Silva Madson Cortes de Almeida Data de defesa: 06-12-2013 Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE DOUTORADO

Candidato: Newton José de Salles

Data da Defesa: 6 de dezembro de 2013

Título da Tese: "Modelagem Multiambiente de Sistemas de Proteção para Ilhamento Intencional de Geradores Síncronos Distribuídos"

A platial.
Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho (Presidente).
Prof. Dr. José Roberto Camacho:
Profa. Dra. Jussara Farias Farding Jundry Fornias Fording
Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva:
Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida:

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho, pela imensurável orientação dedicada ao longo desses anos, paciência e incentivo para a conclusão desta tese.

Ao Dr. Diogo Salles Corrêa e à Dra. Fernanda Caseño Lima Trindade, pelas sugestões e contribuições para a melhoria desta tese.

Aos membros da comissão julgadora, pelas valiosas sugestões, contribuições e correções das mais relevantes ao texto desta tese.

Aos professores da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP.

Aos colegas do Departamento de Sistemas de Energia Elétrica da UNICAMP.

À Regina, minha esposa, pelo apoio e incentivo nos momentos de dificuldades.

Às minhas filhas Elisângela e Fernanda.

Aos meus pais, por serem exemplos de trabalho, perseverança e superação.

RESUMO

Recentemente, o ilhamento intencional, ou seja, a operação isolada de uma parte do sistema elétrico de potência que pode ser alimentada localmente por geradores distribuídos, tem representado um grande interesse para as empresas concessionárias de energia elétrica. Tamanho interesse deve-se à capacidade destes geradores em assegurar a redução do tempo de indisponibilidade do fornecimento de energia elétrica, aumentando a confiabilidade das cargas pertencentes ao sistema ilhado. O sucesso da prática do ilhamento intencional é o conhecimento prévio de todas as contingências possíveis que podem resultar em operação ilhada, quer sejam situações de manutenções programadas ou mesmo a perda de subestações de distribuição ou linhas de transmissão de alta tensão. Neste cenário, uma prática comum é utilizar o(s) gerador(es) síncrono(s) distribuído(s) para alimentar o sistema ilhado e garantir a regulação da frequência e da magnitude da tensão, com a atuação do regulador de velocidade e do regulador de tensão, respectivamente. Um dos aspectos mais importantes que deve ser considerado no planejamento do sistema elétrico de potência é o desempenho do sistema de proteção, uma vez que os ajustes dos dispositivos de proteção não são flexíveis o suficiente para acomodar a operação antes e depois de detectado o ilhamento.

Neste contexto, esta tese de doutorado apresenta duas contribuições principais: (1) apresentar um estudo detalhado de viabilidade técnica para a realização do ilhamento intencional – dado que o autor deste trabalho é um engenheiro experiente em uma das mais bem conceituadas concessionárias brasileiras, entende-se que o detalhamento destes estudos é de extrema importância para a academia; (2) desenvolver modelos de modernos relés digitais de proteção nos ambientes MATLAB/Simulink, ATP/ATPDraw e ANATEM e utilizar estes modelos em esquemas de proteção suficientemente flexíveis para permitir a viabilidade do ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos. Na avaliação do desempenho de dispositivos de proteção para a formação do ilhamento, são utilizados modelos de relés digitais de proteção desenvolvidos durante o mestrado do autor, bem como novos modelos de relés. Os novos modelos de relés foram desenvolvidos para serem usados em ambientes de análise de transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos, como o MATLAB/Simulink, ATP/ATPDraw e ANATEM, constituindo uma poderosa ferramenta de análise e simulação, pois permitem que as interações entre o sistema de proteção e a dinâmica do sistema sejam visualizadas no domínio do tempo.

Palavras-chave: Geração distribuída, ilhamento intencional, proteção.

ABSTRACT

Nowadays, the utilities have strong interest in practicing the intentional islanding, i.e., the islanded operation of part of the electrical power system fed by distributed generators. This interest is resulted by the capacity of distributed generators to decrease outages and, therefore, to increase system reliability. The success of intentional islanding practice relies on the previous knowledge of all the possible contingencies which may result in islanded operation. These contingencies may be scheduled maintenances or even the loss of distribution substations or transmission lines. Under these circumstances, a common practice is to use the distributed synchronous generators to feed the islanded system and to assure the voltage frequency and magnitude control with the speed governor and voltage regulator actuation, respectively. One of the most important aspects that must be considered in electric power systems planning is the performance of protection system, since the relay settings are not flexible enough to assure the suitable operation before and after the islanding occurrence.

In this context, this work has two main contributions: (1) to present a detailed study of intentional islanding technical feasibility – the author is a senior engineer at one of the most important Brazilian utilities, as a result the presentation of how to perform these studies in detail is extremely important for Academy; (2) to develop modern digital relays models using time domain simulation tools such as MATLAB/Simulink, ATP/ATPDraw and ANATEM and to use these models in sufficiently flexible protection schemes to achieve successful intentional islanding operations with synchronous generators. The evaluation of protection systems performance for the intentional islanding practice explore the implemented digital relays models in time domain simulations performed using MATLAB/Simulink, ATP/ATPDraw and ANATEM. This option is an important analysis tool that allows the evaluation of the interaction between protection system and system dynamics during the time.

Key-words: Distributed generation, intentional islanding, protection.

SUMÁRIO

1.	INT	ROD	DUÇÃO	1
	1.1.	Refe	erências de Práticas de Ilhamento Intencional	3
	1.2.	Just	ificativas e Objetivos	7
	1.3.	Org	anização da Tese	. 10
2.	EST	TUDO	OS DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA A PRÁTICA DO ILHAMENTO	
IN	TENC	CION	AL	. 15
	2.1.	Estu	udos de Fluxo de Potência	. 16
	2.1.	1.	Critérios adotados	. 17
	2.1.	2.	Diagrama unifilar da rede elétrica interligada	. 17
	2.1.	3.	Informações relativas ao gerador distribuído	. 18
	2.1.	4.	Características do sistema elétrico da rede elétrica interligada	. 18
	2.1.	5.	Parâmetros elétricos dos transformadores	. 19
	2.1.	6.	Simulações em regime permanente da rede elétrica interligada	. 20
	2.1.	7.	Simulações em regime permanente da rede elétrica ilhada	. 24
	2.2.	Estu	idos de Estabilidade Transitória	. 26
	2.2.	1.	Parâmetros da máquina síncrona	. 29
	2.2.	2.	Curva de capacidade da máquina síncrona	. 29
	2.2.	3.	Curva de saturação a vazio da máquina síncrona	. 30
	2.2.	4.	Regulador automático de tensão e de velocidade	. 31
	2.2.	5.	Simulações de estabilidade transitória na rede elétrica interligada e da prática	a do
	ilha	ment	0	. 32
	2.2.	6.	Simulações de estabilidade transitória na rede elétrica ilhada	. 37
	2.3.	Estu	idos de Curto-Circuito	. 47
	2.3.	1.	Critérios de superação de disjuntores	. 47
	2.3.	2.	Avaliação da capacidade de interrupção	. 49
	2.4.	Estu	Idos de Transitórios Eletromagnéticos	. 49

2.4.1.	Religamento tripolar
2.4.2.	Energização de transformador
2.4.3.	Tensão de restabelecimento transitória56
3. MODI	ELAGEM DE RELÉS DIGITAIS DE PROTEÇÃO63
3.1. N	Iodelagem do Relé de Distância de Terra Quadrilateral64
3.1.1.	Identificação e seleção de faltas65
3.1.2.	Elemento de distância de terra quadrilateral71
3.1.3.	Modelagem computacional75
3.1.4.	Validação do modelo de relé de distância de terra
3.2. N	Iodelagem da Lógica de Fonte Fraca e Eco 101
3.2.1.	Conceituação da lógica de fonte fraca e eco 101
3.2.2.	Modelagem computacional104
3.3. N	Iodelagem do Relé de Tensão Residual com Controle Direcional 107
3.3.1.	Elemento direcional de impedância de sequência zero 107
3.3.2.	Modelagem computacional 108
3.4. N	Iodelagem do Relé Diferencial de Linha 113
3.4.1.	Conceituação da proteção diferencial de corrente114
3.4.2.	Proteção digital diferencial de corrente 115
3.4.3.	Canal de comunicação 116
3.4.4.	Filtro anti-aliasing117
3.4.5.	Filtro cosseno 117
3.4.6.	Característica de operação diferencial percentual120
3.4.7.	Característica de operação no plano α 122
3.4.8.	A rotina MODELS 129
3.4.9.	Representação do modelo de relé diferencial de linha no ATPDraw 131
3.4.10	. Validação do modelo de relé diferencial de linha 135
3.5. N	Iodelagem do Relé 51V no Programa ANATEM148

3.5.1.	Relés digitais de sobrecorrente	148
3.5.2.	Deslocamento do disco com corrente de magnitude constante	
3.5.3.	Deslocamento do disco com corrente de magnitude variável	150
3.5.4.	Equacionamento da característica temporizada em relés digitais	151
3.5.5.	Relé de sobrecorrente com restrição de tensão	152
3.5.6.	Modelagem do relé de sobrecorrente temporizado com restrição de	tensão (51V)
no pro	grama CDUEdit	153
4. SISTE	EMAS DE PROTEÇÃO PARA ILHAMENTO INTENCIONAL	155
4.1. A	Análise Dinâmica das Proteções para Ilhamento Intencional	159
4.1.1.	Dinâmica da proteção de distância de fase	
4.1.2.	Dinâmica da proteção de distância de terra	166
4.1.3.	Dinâmica da proteção de tensão residual com controle direcional	179
4.1.4.	Dinâmica da proteção diferencial de linha	188
5. CONC	CLUSÕES	209
5.1. T	rabalhos Futuros	211
Apêndice A	A. ASPECTOS DE MODELAGEM DA UNIDADE GERADORA	213
A.1. C	Características Básicas dos Geradores Síncronos	214
A.1.1.	Lista de dados dos geradores síncronos	215
A.1.2.	Características específicas dos dados dos geradores síncronos	217
A.1.3.	Exemplos de dados típicos de geradores síncronos	219
A.2. C	Características dos Sistemas de Excitação e Reguladores de Tensão	220
A.2.1.	Características básicas dos sistemas de excitação	222
A.2.2.	Sistema de excitação com gerador de corrente contínua	223
A.2.3.	Sistema de excitação com máquina de relutância	223
A.2.4.	Sistema de excitação com alternador	224
A.2.5.	Sistema de excitação alimentado por barramento auxiliar	225
A.2.6.	Sistema de excitação alimentado pelos terminais do gerador	225

A.2.7.	Sistema de excitação alimentado por corrente e tensão do gerador	226
A.2.8.	Modelo IEEE tipo DC1	227
A.2.9.	Modelo IEEE tipo AC1	227
A.2.10.	Modelo IEEE tipo AC4	228
A.2.11.	Modelo IEEE tipo ST1	228
A.2.12.	Modelo IEEE tipo ST2	229
A.2.13.	Modelos de compensação de carga e do PSS	229
A.2.14.	Nomenclatura e valores típicos dos sistemas de excitação	230
A.3. Car	acterísticas das Turbinas e dos Reguladores de Velocidade	232
A.3.1.	Características básicas das turbinas	232
A.3.2.	Turbinas térmicas a vapor	233
A.3.3.	Tipos de turbina	233
A.3.4.	Turbina de condensação	234
A.3.5.	Turbina de contrapressão	234
A.3.6.	Turbina sem controle de extração	235
A.3.7.	Turbina com controle de extração	235
A.3.8.	Turbina com controle de extração e/ou inserção	236
A.3.9.	Turbina de pressão combinada	236
A.3.10.	Turbina com reaquecimento	237
A.3.11.	Configurações das turbinas térmicas a vapor	237
A.3.12.	Modelo da turbina a vapor sem reaquecimento	238
A.3.13.	Modelo Tandem-Compound com reaquecimento simples	240
A.3.14.	Modelo Cross-Compound com reaquecimento simples	242
A.3.15.	Nomenclatura e valores típicos dos modelos de turbinas térmicas a vapor	244
A.3.16.	Reguladores de velocidade	246
Apêndice B.	ROTINAS PROGRAMADAS COM A MODELS	249
B.1. Rel	é Diferencial de Linha	249

B.2.	Regulador de Tensão da Máquina Síncrona	256
B.3.	Regulador de Velocidade da Máquina Síncrona	257
B.4.	Medidor de Potência Ativa e Reativa	. 258
REFER	ÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	. 259

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Configuração do sistema para ilhamento intencional da subestação Boston Bar ([9]).
Figura 1.2 – Configuração da subestação HQ Senneterre ([9])
Figura 1.3 – Biblioteca PROTECTIONLIB de modelos de relés digitais de proteção9
Figura 2.1 – Diagrama unifilar da rede elétrica interligada18
Figura 2.2 – Fluxo de potência em carga pesada e sem gerador distribuído
Figura 2.3 – Fluxo de potência em carga pesada e com gerador distribuído
Figura 2.4 – Fluxo de potência em carga leve e sem gerador distribuído
Figura 2.5 – Fluxo de potência em carga leve e com gerador distribuído
Figura 2.6 – Fluxo de potência em carga pesada e com a rede ilhada
Figura 2.7 – Fluxo de potência em carga leve e com a rede ilhada26
Figura 2.8 – Tempo de operação permitido durante frequências anormais para diferentes turbinas a vapor ([22], [23])
Figura 2.9 – Curva de capacidade
Figura 2.10 – Curva de saturação a vazio
Figura 2.11 – Modelo de regulador automático de tensão ([26])
Figura 2.12 – Diagrama de blocos da função de transferência do regulador de velocidade 32
Figura 2.13 – Caso 1: defasagem angular do rotor, potência elétrica ativa, frequência e tensão nos terminais da máquina síncrona
Figura 2.14 – Caso 1: frequência e tensão nas barras SE-13,8, SE-138 e GD-138
Figura 2.15 – Caso 2: defasagem angular do rotor, potência elétrica ativa, frequência e tensão nos terminais da máquina síncrona
Figura 2.16 – Caso 2: frequência e tensão nas barras SE-13,8, SE-138 e GD-138

Figura 2.17 – Caso 3: defasagem angular do rotor, potência elétrica ativa, frequência e tensão nos terminais da máquina síncrona
Figura 2.18 – Caso 3: frequência e tensão nas barras SE-13,8, SE-138 e GD-138
Figura 2.19 – Caso 1: defasagem angular do rotor, potência elétrica ativa, frequência e tensão nos terminais da máquina síncrona (rede ilhada)
Figura 2.20 – Caso 1: frequência e tensão na barra SE-13,8 (rede ilhada)40
Figura 2.21 – Caso 1: frequência e tensão na barra SE-138 (rede ilhada)41
Figura 2.22 – Caso 1: frequência e tensão na barra GD-138 (rede ilhada)
Figura 2.23 – Caso 2: defasagem angular do rotor, potência elétrica ativa, frequência e tensão nos terminais da máquina síncrona (rede ilhada)
Figura 2.24 – Caso 2: frequência e tensão na barra SE-13,8 (rede ilhada)43
Figura 2.25 – Caso 3: defasagem angular do rotor, potência elétrica ativa, frequência e tensão nos terminais da máquina síncrona (rede ilhada)
Figura 2.26 – Caso 3: frequência e tensão na barra SE-13,8 (rede ilhada)45
Figura 2.27 – Caso 4: defasagem angular do rotor, potência elétrica ativa, frequência e tensão nos terminais da máquina síncrona (rede ilhada)
Figura 2.28 – Caso 4: frequência e tensão na barra SE-13,8 (rede ilhada)
Figura 2.29 – Religamento tripolar: tensões nas fases das barras SE-138 e GD-13851
Figura 2.30 – Religamento tripolar: energia nos para-raios dos terminais de linha das barras SE- 138 e GD-138
Figura 2.31 – Religamento tripolar: distribuição de frequência e de probabilidade de sobretensão na fase C da barra GD-138
Figura 2.32 – Curva de saturação do transformador elevador do gerador distribuído54
Figura 2.33 – Correntes de magnetização do transformador elevador do gerador distribuído55
Figura 2.34 – Energização de transformador: energia nos para-raios dos terminais de linha das barras SE-138 e GD-138

Figura 2.35 – Energização de transformador: distribuição de frequência e de probabilidade de sobretensão na fase C da barra GD-138
Figura 2.36 – Interrupção das correntes de curto-circuito através dos polos do disjuntor58
Figura 2.37 – Envoltória da TRT de primeiro polo a abrir o disjuntor
Figura 3.1 – Biblioteca PROTECTIONLIB com os novos modelos de relés digitais de proteção.
Figura 3.2 – Característica quadrilateral do relé de distância de terra ([36])65
Figura 3.3 – Relação angular entre I_{A2} e I_{A0} para faltas fase-terra ([36])
Figura 3.4 – Relação angular entre I_{A2} e I_{A0} para falta bifásica-terra BCG ([36])
Figura 3.5 – Região de diferença angular entre I_{A2} e I_{A0} para seleção de falta ([36])67
Figura 3.6 – Lógica de identificação e seleção de falta70
Figura 3.7 – Comparador de ângulo de fase do tipo seno ([38])72
Figura 3.8 – Diagrama fasorial para uma falta resistiva em um sistema homogêneo ([36])73
Figura 3.9 – Diagrama fasorial para uma falta resistiva em um sistema não homogêneo ([36])73
Figura 3.10 – Representação do relé digital de distância de terra75
Figura 3.11 – Máscara de ajustes do relé digital de distância de terra
Figura 3.12 – Diagrama de blocos do relé digital de distância de terra
Figura 3.13 – Diagrama de blocos do subsistema ZM
Figura 3.14 – Diagrama de blocos do subsistema Z1G
Figura 3.15 – Diagrama de blocos do subsistema TA1
Figura 3.16 – Diagrama de blocos do subsistema " <i>Latch</i> "
Figura 3.17 – Diagrama de blocos do subsistema Z3G
Figura 3.18 – Rede elétrica para validação do modelo de relé de distância de terra
Figura 3.19 – Diagrama de impedância complexa (falta fase-terra AG com $R_F = 0 \Omega$)
Figura 3.20 – Interface do ASPEN OneLiner para geração de arquivos COMTRADE

Figura 3.21 - Sinais das tensões e correntes do arquivo COMTRADE (falta fase-terra AG com
$R_{\rm F} = 0 \ \Omega)86$
Figura 3.22 – Circuito utilizado para validação do modelo de relé de distância de terra
Figura 3.23 – Impedância de falta calculada para falta fase-terra AG com $R_F = 0 \Omega$ 87
Figura 3.24 – Resistência de falta calculada para falta fase-terra AG com $R_F = 0 \Omega$ 88
Figura 3.25 – Sinais da lógica FIDS (falta fase-terra AG com $R_F = 0 \Omega$)
Figura 3.26 – Torque direcional calculado para falta fase-terra AG com $R_F = 0 \Omega$
Figura 3.27 – Sinais da lógica de TRIP (falta fase-terra AG com $R_F = 0 \Omega$)
Figura 3.28 – Diagrama de impedância complexa (falta fase-terra AG com $R_F = 20 \Omega$)
Figura 3.29 – Sinais das tensões e correntes do arquivo COMTRADE (falta fase-terra AG com $R_F = 20 \Omega$)
Figura 3.30 – Impedância de falta calculada para falta fase-terra AG com $R_F = 20 \Omega$ 92
Figura 3.31 – Resistência de falta calculada para falta fase-terra AG com $R_F = 20 \Omega$ 93
Figura 3.32 – Sinais da lógica FIDS (falta fase-terra AG com $R_F = 20 \Omega$)93
Figura 3.33 – Torque direcional calculado para falta fase-terra AG com $R_F = 20 \Omega$ 94
Figura 3.34 – Sinais da lógica de TRIP (falta fase-terra AG com $R_F = 20 \Omega$)
Figura 3.35 – Diagrama de impedância complexa para falta fase-terra AG (caso real)96
Figura 3.36 – Sinais das tensões e correntes de falta do arquivo COMTRADE (caso real)97
Figura 3.37 – Diagrama de impedância complexa para falta fase-terra CG (caso real)97
Figura 3.38 – Resistência de falta medida pelo relé de distância comercial (caso real)
Figura 3.39 – Rede elétrica para validação do modelo de relé de distância de terra (caso real)99
Figura 3.40 – Sinais da lógica FIDS do modelo de relé de distância de terra (caso real)
Figura 3.41 – Resistência de falta calculada pelo modelo de relé de distância de terra (caso real).

Figura 3.42 – Impedância de falta calculada pelo modelo de relé de distância de terra (caso real).
Figura 3.43 – Lógica de fonte fraca e eco (WI e ECHO) ([45]) 102
Figura 3.44 – Diagrama de blocos da lógica de fonte fraca e eco104
Figura 3.45 – Diagrama de blocos do relé digital de distância de terra com adição das saídas ZOR
e ZRV105
Figura 3.46 – Diagrama de blocos do subsistema WI 106
Figura 3.47 – Representação do relé direcional de impedância de sequência zero 108
Figura 3.48 – Máscara de ajustes do relé direcional de impedância de sequência zero 109
Figura 3.49 – Diagrama de blocos do relé direcional de impedância de sequência zero 110
Figura 3.50 – Diagrama de blocos do subsistema 32N
Figura 3.51 – Diagrama de blocos do subsistema 50NF/50NR111
Figura 3.52 – Diagrama de blocos do subsistema F32N/R32N112
Figura 3.53 - Diagrama de blocos do relé de tensão residual com controle direcional (67NE-
59N)
Figura 3.54 – Representação do subsistema 59N do relé 67NE-59N 113
Figura 3.55 – Proteção diferencial de corrente fio-piloto ([36])115
Figura 3.56 – Resposta em frequência do filtro cosseno
Figura 3.57 – Diferenças entre as respostas dos filtros de Fourier e cosseno
Figura 3.58 – Característica de operação diferencial percentual ([36])
Figura 3.59 – Plano α da relação complexa de I_R/I_L ([51])
Figura 3.60 – Correntes terminais em condição de carga ([51])123
Figura 3.61 – Regiões do plano α para condições ideais de falta e carga ([51])
Figura 3.62 – Modificação no plano α devido ao efeito da não homogeneidade das impedâncias
do sistema ([51])

Figura 3.63 – Modificação no plano α devido ao efeito da assimetria do canal de comunicação e da não homogeneidade das impedâncias do sistema ([51])
Figura 3.64 – Representação de uma nova característica diferencial no plano α ([51])
Figura 3.65 – Diagrama de blocos do elemento diferencial de linha com característica no plano α ([52])
Figura 3.66 – Principais instruções da MODELS130
Figura 3.67 – Instruções do grupo MODEL
Figura 3.68 – Representação do relé diferencial de linha no ATPDraw
Figura 3.69 – Janela de ajustes do relé diferencial de linha
Figura 3.70 – Representação de disjuntor no ATPDraw
Figura 3.71 – Representação de TC no ATPDraw
Figura 3.72 – Esquema de conexão do relé diferencial de linha no ATPDraw
Figura 3.73 – Caso 1: sinais das correntes da fase A dos terminais local e remoto136
Figura 3.74 – Caso 1: corrente de operação em função da corrente de restrição 137
Figura 3.75 – Caso 1: sinais de disparo do elemento diferencial percentual
Figura 3.76 – Caso 1: trajetória da relação I_{AR} / I_{AL} no plano α
Figura 3.77 – Caso 1: sinais de disparo do elemento diferencial no plano α
Figura 3.78 – Caso 2: sinais das correntes da fase A dos terminais local e remoto139
Figura 3.79 – Caso 2: corrente de operação em função da corrente de restrição140
Figura 3.80 – Caso 2: sinais de disparo do elemento diferencial percentual141
Figura 3.81 – Caso 2: trajetória da relação I_{AR} / I_{AL} no plano α
Figura 3.82 – Caso 2: sinais de disparo do elemento diferencial no plano α
Figura 3.83 – Arquivo COMTRADE com os sinais das correntes de magnetização 142
Figura 3.84 – Caso 3: correntes de magnetização, em valores secundários
Figura 3.85 – Caso 3: espectro harmônico da corrente de magnetização da fase C

Figura 3.86 – Caso 3: magnitude das correntes de operação na frequência fundamental 145
Figura 3.87 – Caso 3: magnitude das correntes de operação na frequência de 2ª harmônica 146
Figura 3.88 – Caso 3: excursão da relação percentual f2/f1 das correntes de operação 147
Figura 3.89 – Característica tempo-deslocamento de um relé de sobrecorrente temporizado ([54]).
Figura 3.90 – Taxa de deslocamento do disco com corrente de magnitude variável ([54]) 151
Figura 3.91 – Característica de operação corrente-tensão do relé 51V ([54])152
Figura 3.92 – Diagrama de blocos do modelo de relé 51V em CDU 153
Figura 3.93 – Validação dos tempos de atuação do modelo de relé 51V 154
Figura 4.1 – Diagrama unifilar da rede elétrica interligada analisada no Capítulo 2155
Figura 4.2 – Diagrama de impedância complexa da proteção de distância de fase 157
Figura 4.3 – Diagrama de impedância complexa da proteção de distância de terra 157
Figura 4.4 – Sistema de proteção de interconexão do gerador distribuído
Figura 4.5 – Representação no Simulink da rede elétrica interligada mostrada na Figura 4.1 160
Figura 4.6 – Representação no Simulink do sistema elétrico do gerador distribuído 161
Figura 4.7 – Sistema de proteção de distância de fase para ilhamento do GD
Figura 4.8 – Caso 1: sinais de tensão e corrente no terminal do disjuntor D1 (falta bifásica-terra BCG)
Figura 4.9 – Caso 1: sinais de tensão e corrente no terminal do disjuntor D2 (falta bifásica-terra BCG)
Figura 4.10 – Caso 1: impedâncias de falta calculadas pelos relés R1-21 e R2-21 (falta bifásica- terra BCG)
Figura 4.11 – Caso 1: grandezas mecânicas e elétricas da máquina síncrona do GD (falta bifásica- terra BCG)
Figura 4.12 – Sistema de proteção de distância de terra para ilhamento do GD

Figura 4.13 – Caso 1: sinais de tensão e corrente no terminal do disjuntor D1 (falta fase-terra AG)
Figura 4.14 – Caso 1: sinais de tensão e corrente no terminal do disjuntor D2 (falta fase-terra AG)
Figura 4.15 – Caso 1: impedâncias e resistências de falta calculadas pelo relé R1-21N (falta fase- terra AG)
Figura 4.16 – Caso 1: grandezas mecânicas e elétricas da máquina síncrona do GD (falta fase- terra AG)
Figura 4.17 – Análise do sistema de teleproteção para falta fase-terra interna ao circuito protegido
Figura 4.18 – Caso 2: resposta do relé de tensão da lógica de fonte fraca e eco do relé R2-21N (falta fase-terra AG à frente)
Figura 4.19 – Caso 2: sinais da lógica WI e ECHO do relé R2-21N (falta fase-terra AG à frente).
Figura 4.20 – Caso 2: sinais de tensão e corrente no terminal do disjuntor D2 (falta fase-terra AG à frente)
Figura 4.21 – Caso 2: sinais da lógica WI e ECHO do relé R1-21N (falta fase-terra AG à frente).
Figura 4.22 – Caso 2: sinais de tensão e corrente no terminal do disjuntor D1 (falta fase-terra AG à frente)
Figura 4.23 – Análise do sistema de teleproteção para falta fase-terra externa ao circuito protegido
Figura 4.24 – Caso 2: sinais da lógica WI e ECHO do relé R2-21N (falta fase-terra AG reversa).
Figura 4.25 – Caso 2: sinais da lógica WI e ECHO do relé R1-21N (falta fase-terra AG reversa).
Figura 4.26 – Ajustes do relé de tensão da lógica WI e ECHO

Figura 4.27 – Sistema de proteção de tensão residual com controle direcional
Figura 4.28 – Caso 1: sinais de tensão e corrente no terminal do disjuntor D1 (falta fase-terra BG à frente)
Figura 4.29 – Caso 1: impedância de sequência zero calculada para falta fase-terra BG à frente.
Figura 4.30 – Caso 1: resposta do elemento direcional de impedância de sequência zero (falta fase-terra BG à frente)
Figura 4.31 – Caso 1: resposta do relé de tensão residual com controle direcional (falta fase-terra BG à frente)
Figura 4.32 – Caso 2: impedância de sequência zero calculada para falta fase-terra BG reversa e disjuntor D1 aberto
Figura 4.33 – Caso 2: resposta do elemento direcional de impedância de sequência zero (falta fase-terra BG reversa e disjuntor D1 aberto)
Figura 4.34 – Caso 3: impedância de sequência zero calculada para falta fase-terra BG reversa e disjuntor D1 fechado
Figura 4.35 – Caso 3: resposta do elemento direcional de impedância de sequência zero (falta fase-terra BG reversa e disjuntor D1 fechado)
Figura 4.36 – Sistema integrado de proteção com relé direcional de sequência negativa 187
Figura 4.37 – Resposta do relé direcional de sequência negativa (falta fase-terra BG reversa e disjuntor D1 fechado)
Figura 4.38 – Representação da rede elétrica interligada no ATPDraw
Figura 4.39 – Janela de ajustes do relé diferencial de linha
Figura 4.40 – Caso 1: sinais das correntes da fase A dos terminais local e remoto (falta trifásica- terra)
Figura 4.41 – Caso 1: corrente de operação em função da corrente de restrição (falta trifásica- terra)

Figura 4.57 – Caso 3: sinais de disparo do elemento diferencial percentual com saturação dos TCs
Figura 4.58 – Caso 3: variação no domínio do tempo das partes real e imaginária da relação I_{CR} / I_{CL} com saturação dos TCs
Figura 4.59 – Caso 3: sinais de disparo do elemento diferencial no plano α com saturação dos TCs
Figura 4.60 – Caso 4: correntes IR1, IR2 e IR3 do terminal remoto
Figura 4.61 – Caso 4: magnitudes IAR, IBR e ICR das correntes do terminal remoto
Figura 4.62 – Caso 4: magnitude das correntes de sequência I0, I1 e I2 nos terminais da máquina síncrona
Figura 4.63 – Caso 4: potência elétrica ativa e reativa nas barras SE-13,8 e GD-13,8; tensão nas barras SE-13,8 e GD-13,8; potência elétrica e mecânica da máquina síncrona; e frequência da máquina síncrona
Figura 4.64 – Caso 4: magnitude da tensão de sequência zero no terminal do disjuntor D4 208
Figura 5.1 – Biblioteca PROTECTIONLIB com os novos modelos de relés digitais de proteção.
Figura A.1 – Diagrama esquemático da unidade geradora
Figura A.2 – Malha de controle de tensão/potência reativa – sistema de excitação típico 221
Figura A.3 – Diagrama de blocos esquemático do sistema de excitação típico
Figura A.4 – Sistema de excitação rotativo com gerador de corrente contínua
Figura A.5 – Sistema de excitação rotativo com máquina de relutância
Figura A.6 – Sistema de excitação rotativo com alternador
Figura A.7 – Sistema de excitação estático alimentado por barramento auxiliar
Figura A.8 – Sistema de excitação estático alimentado pelos terminais do gerador 225
Figura A.9 – Sistema de excitação estático com alimentação composta
Figura A.10 – Diagrama de blocos do Modelo IEEE tipo DC1

Figura A.11 – Diagrama de blocos do Modelo IEEE tipo AC1
Figura A.12 – Diagrama de blocos do Modelo IEEE tipo AC4
Figura A.13 – Diagrama de blocos do Modelo IEEE tipo ST1
Figura A.14 – Diagrama de blocos do Modelo IEEE tipo ST2
Figura A.15 – Diagrama de blocos da malha de compensação de carga
Figura A.16 – Diagrama de blocos do PSS
Figura A.17 – Turbina de condensação
Figura A.18 – Turbina de contrapressão
Figura A.19 – Turbina sem controle de extração
Figura A.20 – Turbina com controle de extração
Figura A.21 – Turbina com controle de extração e/ou inserção
Figura A.22 – Turbina de pressão combinada
Figura A.23 – Turbina com reaquecimento
Figura A.24 – Configuração sem reaquecimento
Figura A.25 – Diagrama esquemático da turbina sem reaquecimento
Figura A.26 – Função de transferência da turbina sem reaquecimento
Figura A.27 – Configuração <i>tandem-compound</i> com reaquecimento simples
Figura A.28 – Diagrama esquemático da configuração <i>tandem-compound</i> com reaquecimento simples
Figura A.29 – Diagrama de blocos da configuração <i>tandem-compound</i> com reaquecimento simples
Figura A.30 – Configuração <i>cross-compound</i> com reaquecimento simples
Figura A.31 – Diagrama esquemático da configuração <i>cross-compound</i> com reaquecimento simples

igura A.32 – Diagrama de blocos da configuração cross-compound com reaquecimento simple	s.
	14
igura A.33 – Modelo do regulador de velocidade com queda e da turbina térmica se	m
eaquecimento	17

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Ferramentas computacionais utilizadas nos estudos de viabilidade técnica para
realização do ilhamento intencional
Tabela 2.2 – Informações relativas ao gerador distribuído
Tabela 2.3 – Parâmetros elétricos das linhas de transmissão19
Tabela 2.4 – Parâmetros elétricos dos transformadores
Tabela 2.5 – Cargas da rede elétrica interligada
Tabela 2.6 – Recomendação de ajuste de sub/sobretensão para o relé de tensão instalado no ponto
de interconexão
Tabela 2.7 – Critério de superação pela constante de tempo
Tabela 2.8 – Capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores
Tabela 2.9 – Parâmetros da TRT para valores percentuais da corrente nominal de interrupção58
Tabela 3.1 – Lógica de identificação e seleção de falta por comparação de fase71
Tabela 3.2 – Coeficientes da equação tempo-corrente normalizada
Tabela A.1 – Dados dos geradores síncronos
Tabela A.2 – Exemplo de dados dos geradores síncronos
Tabela A.3 – Valores típicos dos modelos de sistemas de excitação
Tabela A.4 – Valores típicos dos modelos de turbina térmica a vapor
Tabela A.5 – Parâmetros do conjunto regulador de velocidade e turbina

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	—	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	_	American National Standards Institute
ATP	_	Alternative Transients Program
COMTRADE	. –	Common Format for Transient Data Exchange
EMTDC	_	Electromagnetic Transients including DC
EMTP	_	Electromagnetic Transients Program
GD	_	Gerador Distribuído
GPS	_	Global Positioning System
IEC	_	International Electrotechnical Commission
IEEE	_	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ONS	_	Operador Nacional do Sistema Elétrico
POTT	_	Permissive Overreaching Transfer Trip
PRODIST	_	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico
		Nacional
PSCAD	-	Power Systems Computer Aided Design
RTC	-	Relação de Transformação de Corrente
RTP	_	Relação de Transformação de Potencial
TACS	_	Transient Analysis of Control Systems
TC	_	Transformador de Corrente
ТР	_	Transformador de Potencial
RV	_	Regulador de Velocidade
SIN	_	Sistema Interligado Nacional
TRT	_	Tensão de Restabelecimento Transitória
LISTA DE NOMENCLATURA ANSI

- 21 relé de distância de fase
- 21N relé de distância de terra
- 25 relé de verificação de sincronismo
- 27 relé de subtensão
- 32 relé direcional de potência
- 46 relé de sobrecorrente de sequência negativa
- 47 relé de tensão de sequência negativa
- 50 relé de sobrecorrente instantâneo
- 51 relé de sobrecorrente temporizado
- 51N relé de sobrecorrente temporizado de terra
- 51V relé de sobrecorrente temporizado com restrição de tensão
- 59 relé de sobretensão
- 59N relé de sobretensão de sequência zero
- 67 relé de sobrecorrente direcional
- 79 relé de religamento
- 81 relé de frequência
- 87 relé de proteção diferencial

1. INTRODUÇÃO

Recentemente, o ilhamento intencional tem representado um grande interesse para as concessionárias de energia elétrica. Na condição de ilhamento intencional, uma parte isolada do sistema elétrico opera de forma planejada, alimentada por geradores distribuídos. Tamanho interesse deve-se à capacidade dos geradores distribuídos em assegurar a redução do tempo de indisponibilidade do fornecimento de energia elétrica, aumentando a confiabilidade das cargas pertencentes ao sistema isolado. O sucesso do ilhamento intencional depende do conhecimento prévio de todas as contingências possíveis que podem resultar em operação ilhada, quer sejam situações de manutenções programadas ou mesmo a perda de subestações de distribuição ou linhas de transmissão de alta tensão. Neste cenário, uma prática comum é utilizar o controle do(s) gerador(es) distribuído(s) para regulação de frequência, a fim de que este compense a falta ou excesso de geração, assim como o controle da tensão e geração de reativos.

O número de geradores de pequeno e médio porte conectados diretamente em redes de distribuição de energia elétrica tem aumentado consideravelmente em todo o mundo ([1]-[4]). O crescente interesse pela implantação de geração distribuída deve-se, sobretudo, à reestruturação do setor de energia elétrica, à necessidade de aproveitamento de diferentes fontes primárias de energia, à busca pelo aumento da confiabilidade em instalações industriais, aos avanços tecnológicos e à maior conscientização sobre conservação ambiental ([1]-[4]). Fatos como a crise de energia elétrica no Brasil, em 2001, e o grande blecaute nos Estados Unidos e Canadá, em 2003, também têm contribuído para o crescimento do número de geradores de médio porte conectados diretamente em redes de distribuição de energia elétrica. No caso do Brasil, especificamente, existe a perspectiva de um crescimento da oferta de energia elétrica proveniente destes geradores, em complemento aos geradores centralizados tradicionais. De fato, estão em construção pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) cuja potência outorgada totaliza 339 MW e mais 1966 MW estão outorgadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) ([5]). Estes montantes serão adicionados aos 4600 MW já em operação. Além disso, o potencial advindo da biomassa somente do setor sucroalcooleiro no estado de São Paulo totaliza 6900 MW, enquanto usinas eólicas totalizam uma potência outorgada de 7621 MW já aprovada pela ANEEL e que será somada aos 2107 MW já em operação ([5]).

Uma das características da geração distribuída é a diversidade de tecnologias que podem ser empregadas. As principais tecnologias utilizadas em geração distribuída exploram ([1]): turbinas a vapor (combustíveis fósseis, biomassa); turbinas a gás; máquinas de combustão interna (diesel, álcool, gás); microturbinas; pequenas centrais hidrelétricas (PCH); geração eólica; células a combustível; células fotovoltaicas; central solar; motor Stirling (motor de combustão externa). Embora haja bastante interesse em tecnologias modernas de geração de energia elétrica, *e.g.* células a combustível e fotovoltaica, atualmente, sobretudo no Brasil, a grande maioria dos sistemas de geração distribuída emprega máquinas síncronas ([1], [5]). Tais máquinas têm sido utilizadas principalmente em usinas termoelétricas e hidroelétricas ([1], [5]).

Embora a operação isolada de geradores distribuídos possa trazer alguns benefícios técnicos e econômicos, como redução do tempo de indisponibilidade do fornecimento de energia elétrica, postergação da necessidade de reforços no sistema de distribuição, aumento da confiabilidade de instalações industriais ([1]), há importantes implicações técnicas que precisam ser analisadas detalhadamente antes que um gerador distribuído possa operar isoladamente. Por conseguinte, o crescimento acentuado dos pedidos de conexão de geradores particulares tem obrigado as concessionárias de distribuição e energia elétrica de todo o país a revisar normas, procedimentos operativos e esquemas de proteção e controle. De fato, um dos aspectos técnicos mais afetados por esta mudança na estrutura das redes de distribuição refere-se justamente ao sistema de proteção, tanto da concessionária quanto do produtor independente de energia elétrica ([1]). Isto ocorre porque os ajustes de proteção são fixos e mais de um tipo de operação é permitido (em paralelo ou isolada). Esta falta de flexibilidade nos ajustes de proteção é ainda mais crítica quando se considera a possibilidade de produção sazonal de energia elétrica, ou seja, ocorre apenas em determinados meses do ano.

Tradicionalmente, as redes de distribuição de energia elétrica foram projetadas para operação radial, com o fluxo de potência circulando no sentido da fonte para as cargas ([6]). Por causa da configuração radial do sistema, faltas na rede têm contribuição de correntes de curtocircuito provenientes apenas da subestação. Esta característica particular permite a isolação do trecho defeituoso pela atuação do dispositivo de proteção mais próximo à falta, através da abertura do circuito em um único ponto; se as proteções estiverem coordenadas corretamente, somente as cargas do trecho defeituoso serão interrompidas ([6]). Contudo, a conexão de geradores distribuídos resulta na existência de múltiplas fontes de alimentação do curto-circuito e

2

na alteração das correntes de curto-circuito. Os dispositivos de proteção originalmente ajustados e coordenados para o sistema radial podem passar a não discriminar corretamente o sentido de circulação das correntes. Como consequência, pode haver perda de coordenação e a desconexão de uma quantidade excessiva de cargas. Por conseguinte, os projetos e a adequação dos sistemas de proteção de redes de distribuição de energia elétrica tornaram-se mais complexos ([7]).

Mesmo diante de diversos desafios técnicos, concessionárias de todo o mundo têm investido na prática do ilhamento intencional. Alguns exemplos serão apresentados a seguir.

1.1. Referências de Práticas de Ilhamento Intencional

A aplicação do ilhamento intencional é investigada em alguns alimentadores rurais no Canadá, a fim de melhorar a confiabilidade do fornecimento de energia para as comunidades rurais, onde a correspondente subestação (ou estação transformadora) é suprida apenas por uma única linha de alta tensão ([8]). Clientes conectados a esses alimentadores podem experimentar quedas de energia sustentadas por várias horas, algumas vezes por ano, devido aos impactos ambientais e climáticos que resultam em falhas permanentes na linha de alta tensão. No entanto, um produtor independente de energia local, equipado com equipamento adicional, pode ser utilizado para suprir as cargas a jusante da subestação quando a linha de alta tensão está fora de serviço ou durante a manutenção da subestação. Como um incentivo e para justificar custos com equipamento adicional, o produtor independente de energia recebe um bônus com base na quantidade de carga atendida durante uma queda de energia, caso possa sustentar com sucesso a ilha.

A melhoria da confiabilidade é a principal motivação para os estudos de caso de ilhamento intencional no Canadá. BC Hydro tem sido um dos líderes nesta área, tendo operado com sucesso um projeto de ilhamento intencional há mais de uma década ([9]), e recentemente comissionou um segundo local, enquanto planeja o projeto e ensaio de um terceiro caso de ilhamento intencional. BC Hydro desenvolveu uma instrução de ilhamento intencional para ajudar os produtores independentes de energia na avaliação e preparação de propostas de projetos ([10]). Ilhamento intencional também foi realizado na Hydro-Québec (HQ) para a manutenção das antigas linhas de alta tensão que abastecem um sistema de distribuição rural ([11]).

A Figura 1.1 mostra o diagrama unifilar da subestação BC Hydro Boston Bar 69/25 kV, composta de três alimentadores radiais e uma usina hidrelétrica a fio d'água de 8,6 MVA ([9]). A

central hidrelétrica é operada por um produtor independente de energia e conectada a um dos alimentadores com uma demanda de inverno de 3 MW. A falta de energia entre períodos de 12 e 20 horas, um par de vezes por ano, geralmente são verificadas devido às falhas permanentes na linha de 69 kV que conecta a subestação à rede da BC Hydro. A hidrelétrica possui os requisitos necessários para operar em condição ilhada. Dependendo do nível da água, a usina Boston Bar pode suprir a carga da comunidade em um ou mais dos alimentadores durante a operação ilhada. Se o nível de água não é suficiente, a carga em um alimentador pode ser dividida em porções adequadas. Baseado na instrução de ilhamento da BC Hydro, para realizar o ilhamento intencional, o produtor independente de energia deve ser equipado com equipamentos adicionais e sistemas de controle para regulação de tensão, estabilização de frequência e proteção contra faltas. Além disso, a capacidade de despacho de um produtor independente de energia deve ser testada antes e durante o projeto de comissionamento para assegurar que esse produtor pode responder adequadamente aos transitórios de carga, tais como uma mudança no degrau de carga.



Figura 1.1 – Configuração do sistema para ilhamento intencional da subestação Boston Bar ([9]).

Os requisitos funcionais adicionados ao produtor independente de energia Boston Bar para suportar o ilhamento intencional são os seguintes:

- Regulador de velocidade com controle de frequência fixa (isócrono), para a operação de uma única unidade, e com controle de queda de velocidade, para a operação de duas unidades em paralelo;
- Massa girante de geradores e turbinas hidráulicas para aumentar a inércia e melhorar a resposta transitória;
- Controle do sistema de excitação com reforço da tensão positiva de campo para amplificação da corrente de saída durante falta no alimentador, a fim de fornecer alta corrente de falta para adequada coordenação dos relés de proteção;
- Regulador automático de tensão (AVR) para regular a tensão no ponto de conexão comum (PCC);
- Dois grupos de ajustes de proteção de sobrecorrente, sendo o primeiro grupo para a operação em paralelo com a rede e o segundo grupo para a operação ilhada;
- Telemetria de dados em tempo real através de linha telefônica privada entre a central de controle remoto do produtor independente de energia e o centro de controle de área da concessionária;
- Capacidade de partida sem fonte de alimentação externa (*black-start*), via gerador diesel local de 55 kW.

Em complemento às necessidades acima, também foi adicionada capacidade de sincronização automática remota ao nível da subestação para sincronizar e reconectar a área da ilha com a linha de 69 kV sem causar interrupção de carga.

Quando um evento de falta de energia prolongada, como um defeito permanente ou rompimento de linha, ocorre no lado da subestação da concessionária, o disjuntor principal (CBM) e os religadores dos alimentadores (CB1 a CB3) são abertos, conforme mostrado na Figura 1.1. Em seguida, a indicação de estado aberto dos disjuntores da subestação é enviada, via telemetria, para a central de operação do produtor independente de energia. Posteriormente, o produtor independente de energia muda o controle e os ajustes da proteção para o modo ilhado e tenta manter a ilha a jusante de CB2. Se o produtor independente de energia não consegue sustentar a ilha, então ele ativa um procedimento de *black-start* e assume a carga do alimentador sob a supervisão da concessionária. A carga da ilha pode ser suprida por um gerador ou ambos geradores em paralelo.

Outro caso de ilhamento intencional bem-sucedido é a experiência da Hydro-Québec (HQ) que começou quando considerou opções para a manutenção da linha de transmissão que alimenta uma subestação chamada Senneterre, onde uma usina térmica particular (Boralex) foi interligada ([11]). O diagrama unifilar da subestação é mostrado na Figura 1.2. A subestação alimenta três linhas de distribuição, atendendo 3.000 clientes na municipalidade de Senneterre e seus arredores. Esta subestação é atendida por uma linha de transmissão em 120 kV, de 40 km de comprimento. Suportada por estruturas de madeira, esta linha, com mais de 55 anos de idade, exige substituição urgente dos pórticos de ancoragem. Este tipo de manutenção só pode ser realizado com a linha desenergizada. Atualmente, a HQ não tem alimentação de reserva, nem de transmissão nem de distribuição. No entanto, a usina térmica Boralex, que vem alimentando a rede da HQ desde 2002, está conectada através da subestação Senneterre. Para evitar a interrupção do serviço aos clientes da HQ durante a restauração da linha de transmissão, foi decidido considerar a opção de usar a usina Boralex para ilhamento da subestação Senneterre da HQ.

Vários estudos foram realizados para investigar a operação ilhada intencional da subestação e seus alimentadores atendidos pela usina térmica. Os principais estudos incluem: (1) estudos de proteção para verificar a coordenação de proteção com um nível de curto-circuito reduzido, (2) estudo de estabilidade da área ilhada e da usina para partida de carga fria (*cold load pickup*), partida de motores em carga, e em resposta a altas correntes de faltas, e (3) estudo de flicker baseado na avaliação do nível de flicker de várias fontes.

Em outubro de 2005, a primeira tentativa de ilhamento do sistema HQ Senneterre pela usina Boralex foi realizada e permaneceu por oito horas. Considerou-se uma estratégia de interrupção baseada no balanço carga/geração anterior à desconexão. O pico de carga medido durante o evento ficou próximo de 7 MW. Durante esta experiência, a estabilidade do sistema foi validada para variações significativas de carga, incluindo: (a) a abertura e a religação de um alimentador de distribuição de cada vez, e (b) a abertura de todos os três alimentadores de distribuição de modo que a carga atendida pela usina ficou restrita a subestação e ao serviço auxiliar da usina. Os resultados mostraram que a tensão e frequência permaneceram estáveis tanto para o teste de redução de carga quanto para o processo de aumento controlado de carga.



Figura 1.2 – Configuração da subestação HQ Senneterre ([9]).

1.2. Justificativas e Objetivos

Por muitos anos, os estudos realizados em sistemas de distribuição foram baseados em cálculos de fluxo de carga, para planejamento e operação, e simulações de curto-circuito, para o dimensionamento dos ajustes de proteção dos alimentadores. Esta prática é suficiente para a maioria dos alimentadores que não possuem geradores distribuídos conectados. Contudo, o nível de penetração de geradores tem aumentado consideravelmente em sistemas de subtransmissão e distribuição. Paralelamente ao crescimento do emprego de geração distribuída, o uso de programas de análise de transitórios eletromagnéticos (conhecidos genericamente como EMTPs – *Electromagnetic Transients Programs*) tem se tornado mais popular. Há cerca de 10 anos, poucos engenheiros de concessionárias tinham conhecimento técnico, recebiam treinamento ou mesmo acesso a tais programas. No ambiente acadêmico, os alunos de graduação praticamente também não tinham acesso a este tipo de ferramenta de análise de redes. Contudo, mais recentemente, uma nova geração de programas de análise de transitórios eletromagnéticos tem surgido. O lançamento de programas específicos para a plataforma Windows com interfaces gráficas amigáveis, que facilitam sua utilização, certamente tem contribuído para a popularização destes programas. Dois exemplos clássicos desta mudança de filosofia são as versões atuais do PSCAD/EMTDC e ATP/ATPDraw ([12]-[15]), as quais incorporam interfaces gráficas bastante intuitivas. Mais recentemente, com o lançamento do SimPowerSystems (inicialmente denominado Power System Blockset) para uso com a plataforma MATLAB/Simulink ([16]), o uso desta ferramenta tem-se difundido consideravelmente graças à sua popularidade no meio acadêmico. Tal popularidade resultou na escolha desta ferramenta para a avaliação do desempenho do sistema de proteção na prática do ilhamento intencional; no entanto, em virtude da facilidade que algumas instituições de ensino e pesquisa têm em utilizar o ATP/ATPDraw, por ser uma ferramenta de livre distribuição e bem conhecida, o autor julgou conveniente também utilizá-la para avaliar o desempenho do sistema de proteção.

Neste contexto, esta tese de doutorado está dividida em duas partes principais como segue.

Parte I: Estudos de Viabilidade Técnica para a Prática de Ilhamento Intencional

Esta parte é composta pelo Capítulo 2 cujo objetivo é apresentar uma metodologia que permita aos engenheiros de planejamento avaliar a viabilidade técnica do ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos. As análises de desempenho da rede elétrica, em regime permanente e em regime dinâmico, foram realizadas com ferramentas computacionais consagradas no setor elétrico nacional: ANAREDE ([17]), ANATEM ([18]), ANAFAS ([19]) e ATP ([14]). O autor deste trabalho é um engenheiro experiente em uma bem conceituada concessionária brasileira, por conseguinte, entende-se que o detalhamento destes estudos pode ser útil para futuros estudantes atuando neste tema e também para outras concessionárias de energia elétrica.

Parte II: Estudos de Proteção para a Prática de Ilhamento Intencional

A Parte II é composta pelo Capítulo 3 e Capítulo 4, está voltada aos engenheiros de proteção e apresenta análises do desempenho dinâmico do sistema de proteção, realizadas com os modelos de relés digitais de proteção da biblioteca PROTECTIONLIB ([20]), que foi construída durante o mestrado do autor, e do ATP/ATPDraw. A representação dos modelos de relés digitais de proteção é suficientemente precisa para pesquisas na área de proteção de redes de distribuição, mas simples o suficiente para que os modelos possam ser utilizados no ensino da teoria de proteção de sistemas elétricos de potência nos cursos de graduação e pós-graduação em engenharia elétrica. A Figura 1.3 apresenta a biblioteca PROTECTIONLIB ([20]) de modelos de relés digitais de proteção. Os principais relés modelados são:

- Relé de sobrecorrente instantâneo e temporizado de fase (50/51);
- Relé de sobrecorrente instantâneo e temporizado de terra (50/51N);
- Relé de sobrecorrente temporizado com restrição de tensão (51V);
- Relé de sobrecorrente direcional (67);

- Relé de sobrecorrente de sequência negativa (46);
- Relés de sub e sobretensão (27/59);
- Relé de sobretensão de sequência zero (59N);
- Relés de sub e sobrefrequência (81U/81O);
- Relé de distância de fase (21).



Figura 1.3 - Biblioteca PROTECTIONLIB de modelos de relés digitais de proteção.

Adicionalmente a esta biblioteca, foram desenvolvidos novos modelos de relés digitais de proteção que são de fundamental importância para as análises do sistema de proteção da rede ilhada. Destacam-se o modelo de relé de distância de terra com característica quadrilateral; a lógica de proteção por fonte fraca (*weak infeed*) e eco (*echo*), associada ao esquema de transferência de disparo por sobrealcance permissivo; o modelo de relé de tensão residual com controle direcional por elemento direcional de impedância de sequência zero; o modelo de relé diferencial de linha com característica diferencial percentual e com característica diferencial no plano α ; e o modelo de relé de sobrecorrente com restrição de tensão (ANSI 51V), desenvolvido para uso com o programa ANATEM do CEPEL ([17]).

A implementação de novos modelos de relés digitais de proteção, tanto para a biblioteca PROTECTIONLIB ([20]) quanto para outras ferramentas de simulação, assim como a aplicação de modernas técnicas e esquemas de proteção, é uma das principais contribuições desta tese na área de estudos de proteção para ilhamento intencional (planejado) de geradores síncronos distribuídos.

1.3. Organização da Tese

Esta tese de doutorado está dividida em duas partes principais e organizada como segue:

Parte I: Estudo de Viabilidade Técnica para a Prática de Ilhamento Intencional

 Capítulo 2 – discute os estudos necessários que devem ser realizados para uma avaliação detalhada da viabilidade técnica do ilhamento intencional. Anteriormente à avaliação da possibilidade de operação ilhada da rede elétrica, os estudos de viabilidade técnica da conexão devem buscar avaliar inicialmente a operação da rede interligada, e, somente após esta análise, investigar a viabilidade do ilhamento intencional.

Parte II: Estudos de Proteção para a Prática de Ilhamento Intencional

- O Capítulo 3 apresenta a modelagem de novos relés digitais de proteção que foram incorporados à biblioteca PROTECTIONLIB ([20]). Os novos modelos de relés, desenvolvidos para serem utilizados com o MATLAB/Simulink e ATPDraw, permitem avaliar no domínio do tempo o comportamento do sistema de proteção da rede elétrica antes, durante e após o ilhamento. A técnica de construção de modelos implantada no ATPDraw pode ser estendida para redes de maior complexidade, tornando-o atrativo para o uso em ambiente profissional. Neste capítulo, também é apresentado o modelo de relé sobrecorrente com restrição de tensão (ANSI 51V) para uso com o programa ANATEM do CEPEL.
- O Capítulo 4 faz uma análise dinâmica da proteção de redes ilhadas, através da aplicação dos modelos de relés de proteção da biblioteca PROTECTIONLIB ([20]), dos novos modelos a ela incorporados e dos modelos desenvolvidos para ATP e ANATEM. A interação da rede elétrica com o sistema de proteção é vista em sua totalidade, pois é possível explorar de forma bastante precisa cada um dos aspectos de proteção, controle e operação que envolve o ilhamento.

 O Capítulo 5 apresenta as principais conclusões do trabalho. No Apêndice A, a modelagem dos equipamentos que compõem as plantas de geração é detalhada. Por fim, as rotinas programadas com a MODELS estão descritas no Apêndice B.

Parte I

2. ESTUDOS DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA A PRÁTICA DO ILHAMENTO INTENCIONAL

Este capítulo apresenta os estudos necessários que devem ser realizados para uma avaliação detalhada da viabilidade técnica do ilhamento intencional. Anteriormente à avaliação da possibilidade de operação ilhada da rede elétrica, os estudos de viabilidade técnica da conexão devem buscar avaliar inicialmente a operação da rede interligada, e, somente após esta análise, investigar a viabilidade do ilhamento intencional. Tal necessidade justifica-se pelo fato de que os geradores distribuídos não são planejados para operar em ilhas elétricas, mas interligados com outros subsistemas.

Uma vez que todos os impactos para a operação interligada somente são compreendidos após a conclusão dos estudos preliminares, pode-se prosseguir com a avaliação do ilhamento intencional; para tanto, recomenda-se a realização de estudos de fluxo de potência, estabilidade transitória, curto-circuito, transitórios eletromagnéticos e proteção. Os estudos que são descritos a seguir referem-se à conexão de geradores distribuídos em configurações típicas de sistemas de subtransmissão que normalmente são encontradas em concessionárias de distribuição de energia elétrica e, portanto, reúnem as condições necessárias para operação ilhada. A escolha destes casos se deve à importância do tema, visto que a generalização de casos pode não encontrar aderência na prática operacional das concessionárias. A Tabela 2.1 apresenta as ferramentas computacionais utilizadas em cada estudo realizado neste capítulo.

Fatuda	Ferramenta Computacional Utilizada				
Estudo	Nome	Sigla	Criação/desenvolvimento	Referência	
Fluxo de Potência	Análise de Redes	ANAREDE	CEPEL	[17]	
Estabilidade Transitória	Análise de Transitórios Eletromecânicos	ANATEM	CEPEL	[18]	
Curto-circuito	Análise de Faltas Simultâneas	ANAFAS	CEPEL	[19]	
Transitórios Eletromagnéticos	Alternative Transients Program	ATP	Canadian/American EMTP User Group	[14]	

Tabela 2.1 – Ferramentas computacionais utilizadas nos estudos de viabilidade técnica para realização do ilhamento intencional.

2.1. Estudos de Fluxo de Potência

O estudo de fluxo de potência tem por objetivo avaliar o impacto da conexão dos geradores distribuídos no sistema de distribuição ou subtransmissão da concessionária, a fim de verificar se os níveis de tensão nas barras e os níveis de carregamento dos circuitos e dos transformadores estão dentro dos limites considerados normais, tanto para operação normal quanto para contingências. Esse estudo permite também avaliar a necessidade de possíveis reforços no sistema elétrico sob dois aspectos, a saber:

- Sem a conexão do gerador distribuído os eventuais reforços necessários, relativos ao planejamento da expansão, devem ser avaliados considerando as condições inerentes da operação do sistema de potência analisado. Tais reforços devem ser reavaliados quando da inserção do acessante, com o objetivo de evitar o juízo de imputar ao mesmo as necessidades pelas adequações;
- Com a presença do gerador distribuído no sistema elétrico os eventuais reforços necessários à rede elétrica que estejam relacionados ao impacto do acessante devem ser, de fato, levados a termo quando de sua conexão.

A análise do sistema em regime permanente baseia-se nos resultados obtidos dos cálculos de fluxo de potência, o qual, para condições especificadas de carga, geração, topologia de rede e limites operativos dos elementos constituintes de um sistema de potência, fornece a potência ativa e reativa injetadas nas barras do sistema e seus respectivos níveis de tensão, bem como os fluxos de potência ativa e reativa nas ligações (linhas de transmissão, transformadores, etc.) do sistema e os respectivos montantes de perdas. O fluxo de potência permite que os pontos problemáticos do sistema em análise sejam detectados e, por conseguinte, dentro dos limites possíveis, permite que tais pontos sejam eliminados ou minimizados, ou seja:

- Permite verificar se o sistema de potência é capaz de se manter dentro de critérios operativos pré-estabelecidos;
- Permite avaliar o impacto da entrada de novas unidades geradoras ou cargas de grande monta;
- Permite avaliar os níveis de tensão e as perdas em condições operativas normais e de emergência;

 Permite definir os tapes dos transformadores e banco de capacitores, os despachos de carga e intercâmbios entre áreas.

Nesta tese, os estudos de fluxo de potência foram realizados no programa ANAREDE do CEPEL ([17]), bastante conhecido pelos profissionais do setor elétrico brasileiro. Maiores detalhes sobre os estudos são apresentados a seguir.

2.1.1. Critérios adotados

Foram selecionados os casos mais representativos para o desempenho em regime permanente que abrangem os regimes de carga leve e pesada. O limite de tensão inferior adotado nas barras para verificação de superação foi de 0,95 p.u., enquanto o limite superior foi de 1,05 p.u., de acordo com o Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica – PRODIST ([21]).

2.1.2. Diagrama unifilar da rede elétrica interligada

A Figura 2.1 apresenta o diagrama unifilar da rede elétrica interligada, que mostra as barras de alta tensão (138 kV), em cor verde; as barras de média tensão (13,8 kV), em cor preta; as linhas de transmissão e os vãos de transformadores são delimitados por disjuntores, representados por retângulos vermelhos; o transformador da subestação de distribuição da concessionária está ligado entre as barras SE-138 e SE-13,8; o transformador de interconexão do gerador distribuído está ligado entre as barras GD-138 e GD-13,8; e a máquina síncrona do gerador distribuído está ligada na barra GD-13,8. As barras intermediárias conectadas entre os terminais das linhas de transmissão são barras de carga em derivação. Os alimentadores de média tensão que atendem às cargas da rede de distribuição derivam da barra SE-13,8 kV, e não foram representados por conveniência. Todos os disjuntores da rede elétrica possuem dispositivos de proteção e são identificados por uma numeração logo abaixo do seu símbolo.



Figura 2.1 – Diagrama unifilar da rede elétrica interligada.

2.1.3. Informações relativas ao gerador distribuído

As informações relativas ao gerador distribuído são mostradas na Tabela 2.2. Considerase que o processo de produção de energia elétrica é baseado na produção de vapor, portanto a máquina síncrona é acionada por uma turbina a vapor. A razão da escolha deste tipo de máquina decorre da disponibilidade abundante de bagaço de cana-de-açúcar nas usinas de açúcar e álcool, que estão espalhadas pela zona rural da área de concessão das concessionárias.

Geradores (kVA)	Capacidade de geração (kW)	Exportação de excedentes (kW)	
1 x 43.750	35.000	20.000	

Tabela 2.2 – Informações relativas ao gerador distribuído.

2.1.4. Características do sistema elétrico da rede elétrica interligada

As fontes de suprimento (equivalentes de fronteira do SIN) da rede elétrica interligada estão conectadas nas barras S1-138 e S2-138. Os parâmetros elétricos das linhas de transmissão, em valores percentuais, na base de 100 MVA, são mostrados na Tabela 2.3.

Barra		R (%)	$\mathbf{R}(\%) \mathbf{X}(\%) \mathbf{B}$		Limite de car	rregamento (MVA)	
De	Para	K (<i>iU</i>)	11 (10)	D (<i>N</i>)	Normal	Emergência	
B1-138	B2-138	1,13	3,03	0,71	103	129	
B2-138	B3-138	3,88	10,21	2,41	103	129	
B3-138	B4-138	4,78	12,57	2,96	103	129	
B4-138	S1-138	3,70	9,66	2,31	103	129	
B1-138	B5-138	0,59	2,01	0,57	128	153	
B5-138	S2-138	4,11	14,67	3,79	128	153	
B1-138	S2-138	5,19	18,08	4,91	128	153	
B1-138	SE-138	2,20	7,05	1,88	128	153	
SE-138	GD-138	4,18	9,74	2,45	103	129	

Tabela 2.3 – Parâmetros elétricos das linhas de transmissão.

2.1.5. Parâmetros elétricos dos transformadores

Os parâmetros elétricos dos transformadores que constituem a rede elétrica interligada são mostrados na Tabela 2.4. As informações quanto ao grupo de ligação, ainda que não sejam necessárias para o estudo de fluxo de potência, serão necessárias para o estudo de curto-circuito e proteção. O enrolamento primário do transformador da subestação de distribuição é equipado com comutador de tapes sob carga (OLTC – *On Load Tap Changer*), de 16 posições, capaz de regular a tensão do lado secundário em \pm 10% da tensão nominal, ao passo que o enrolamento primário do transformador do possui 16 posições fixas e uma regulação de \pm 10% da tensão nominal.

Tabela 2.4 - Parâmetros elétricos dos transformadores.

Parâmetros	GD	SE
Potência aparente nominal ONAN, em MVA	20,0	15,0
Potência aparente nominal ONAF, em MVA	25,0	25,0
Tensão nominal do primário, em kV	138	138
Tensão nominal do secundário, em kV	13,8	13,8
Impedância de curto-circuito, em %, ONAN	10,0	8,56
Grupo de ligação	Ynd1	Dyn1

2.1.6. Simulações em regime permanente da rede elétrica interligada

A Tabela 2.5 destaca os nomes das barras, a tensão operativa nominal e a potência aparente das cargas conectadas em cada uma das barras que constituem a rede elétrica interligada. As cargas são modeladas como potência constante, segundo a representação da rede elétrica interligada no programa ANAREDE do CEPEL ([17]).

Dama	Tomaño (LV)	Carga (MVA)		
Багга	Tensao (KV)	Leve	Pesada	
S1-138	138,0	5,9 + j2,5	18,3 + j8,5	
S2-138	138,0	12,4 + j2,5	22,3 + j6,7	
B1-138	138,0	16,3 + j6,2	36,7 + j11,6	
B2-138	138,0	15,6 + j3,3	36,3 + j12,4	
B3-138	138,0	6,8 + j3,9	19,2 + j9,9	
B4-138	138,0	2,8 + j0,7	6,8 + j2,5	
B5-138	138,0	9,0 + j2,2	14,1 + j4,4	
SE-138	138,0	-	-	
SE-13,8	13,8	11,3 + j6,0	18,9 + j6,1	
GD-138	138,0	-	-	
GD-13,8	13,8	5,0 + j1,6	15,0 + j6,0	

Tabela 2.5 – Cargas da rede elétrica interligada.

Inicialmente, o estudo de fluxo de potência foi realizado sem considerar a conexão do gerador distribuído; assim, é possível verificar seu impacto na rede elétrica interligada antes e depois de sua conexão. A Figura 2.2 mostra os fluxos de potência ativa, em azul; os fluxos de potência reativa, em vermelho; e as tensões nas barras, em p.u., para o regime de carga pesada. Os limites de carregamento das linhas e os limites de tensão nas barras não foram violados.

O limite inferior de tensão da barra SE-13,8 havia sido violado inicialmente, porém compensado através da ação do comutador de tapes sob carga (OLTC) do transformador da subestação de distribuição. Nota-se que o limite de carregamento normal (potência ONAN) deste transformador foi ligeiramente superado (hachuras em vermelho no símbolo do transformador), mas encontra-se abaixo do limite de carregamento em emergência (potência ONAF), não constituindo um impedimento para sua operação.



Figura 2.2 – Fluxo de potência em carga pesada e sem gerador distribuído.

Com a conexão do gerador distribuído e em regime de carga pesada, conforme mostra a Figura 2.3, observa-se que os limites de carregamento das linhas (vide Tabela 2.3) e os limites de tensão nas barras não foram violados; a tensão na barra SE-13,8 kV manteve-se dentro dos limites estabelecidos (0,95-1,05 p.u.), mantida a mesma posição do comutador de tapes que havia sido estabelecida para o regime de carga pesada e sem gerador distribuído. O fato de manter fixa a posição do comutador de tapes tem a finalidade de verificar qualitativamente se com a conexão do gerador distribuído o limite superior de tensão na barra SE-13,8 kV seria superado, assumindo que o transformador não fosse equipado com comutador de tapes sob carga. O limite de carregamento normal dos transformadores da subestação de distribuição e do gerador distribuído foi ligeiramente superado, mas se encontra abaixo do limite de carregamento em emergência.



Figura 2.3 – Fluxo de potência em carga pesada e com gerador distribuído.

Para o regime de carga leve e sem a conexão do gerador distribuído, a Figura 2.4 mostra que os limites de carregamento das linhas (vide Tabela 2.3) e os limites de tensão nas barras não foram violados. Os limites de carregamento do transformador da subestação de distribuição também não foram violados. O comutador de tapes deste transformador foi fixado em uma posição tal que a tensão na barra SE-13,8 kV se mantivesse dentro dos limites normais (0,95-1,05 p.u.); contudo, de modo a assegurar que com a conexão do gerador distribuído a tensão nesta barra não superasse o limite superior de tensão, assumindo que o transformador não fosse equipado com OLTC.



Figura 2.4 - Fluxo de potência em carga leve e sem gerador distribuído.

Em regime de carga leve e com a conexão do gerador distribuído, não foram constatadas violações dos limites de carregamento das linhas (vide Tabela 2.3) nem dos limites de tensão nas barras, conforme mostra a Figura 2.5. O limite de carregamento normal do transformador do gerador distribuído foi ligeiramente superado, mas encontra-se abaixo do limite de carregamento em emergência.

Os resultados obtidos com o estudo de fluxo de potência para a rede elétrica interligada permite concluir que em operação normal a conexão do gerador distribuído não causa violação de tensão nas barras, tanto em regime de carga pesada quanto em regime de carga leve; também não houve sobrecarga nas linhas; as sobrecargas em transformadores se situaram abaixo do limite de carregamento em emergência. As conclusões que foram extraídas do estudo de fluxo de potência indicam os benefícios que a conexão do gerador distribuído exerce no desempenho da rede elétrica, quer aliviando transformações, ou postergando investimentos em compensação reativa para o suporte de tensão nas subestações de sua área de influência.



Figura 2.5 – Fluxo de potência em carga leve e com gerador distribuído.

2.1.7. Simulações em regime permanente da rede elétrica ilhada

A análise de regime permanente da rede elétrica ilhada consiste da simples abertura da linha de transmissão que interliga as barras B1-138 e SE-138, a fim de avaliar se o gerador distribuído consegue sustentar as cargas da barra SE-13,8, sem que ocorram violações dos limites de tensão, ou violações dos limites de carregamento de linhas e transformadores. Em regime de carga pesada, de acordo com a Figura 2.6, observa-se que não há violações dos limites de tensão nas barras nem violações dos limites de carregamento da linha de interligação do gerador distribuído. Assim, conforme discutido anteriormente, a violação do limite de carregamento normal do transformador da subestação de distribuição não é restritiva para sua operação, uma vez há folga em relação ao seu limite de carregamento em emergência (vide Tabela 2.4). Vale ressaltar que esta violação é inerente às cargas da subestação de distribuição; logo, não depende da conexão do gerador distribuído. A violação detectada no limite de carregamento normal do transformador distribuído encontra-se abaixo do limite de carregamento em emergência.



Figura 2.6 – Fluxo de potência em carga pesada e com a rede ilhada.

A Figura 2.7 mostra que em regime de carga leve e com a rede ilhada não ocorreram violações dos limites de carregamento das linhas (vide Tabela 2.3) nem dos limites de tensão nas barras; também não ocorreram violações do limite de carregamento normal dos transformadores da subestação de distribuição e do gerador distribuído. Um aspecto muito importante que deve ser observado é que não foi necessário nenhum reajuste nos tapes dos transformadores da rede ilhada para manter as tensões nas barras dentro dos limites normais. Esta condição privilegiada da rede foi uma das condições principais para sua eleição como um caso de ilhamento intencional.



Figura 2.7 – Fluxo de potência em carga leve e com a rede ilhada.

O estudo de fluxo de potência permite concluir, portanto, que há viabilidade técnica do ilhamento intencional do gerador distribuído, sob o ponto de vista da análise de regime permanente.

2.2. Estudos de Estabilidade Transitória

Uma análise de viabilidade técnica da conexão apoiada apenas em estudos de regime permanente não é suficiente para validar o ilhamento intencional de geradores distribuídos. Torna-se necessário avaliar o comportamento da rede elétrica após perturbações de grande impacto, tais como: eliminação de curtos-circuitos, abertura de linhas, perda de transformadores, incremento e rejeição de cargas, a fim de verificar se a rede será capaz de encontrar um novo ponto de equilíbrio e quais os procedimentos que devem ser estabelecidos para que isso ocorra. É evidente que tal ponto de equilíbrio deve se manter dentro de limites aceitáveis de frequência e módulo da tensão.

Portanto, uma informação importante para verificar a viabilidade do ilhamento intencional é o comportamento da frequência. O ilhamento intencional será viável somente se a frequência permanecer dentro de valores aceitáveis definidos por normas e, sobretudo, pelo fabricante da turbina. O Módulo 8 do PRODIST ([21]) estabelece que o sistema de distribuição e

as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Quando de distúrbios no sistema de distribuição, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, a frequência deve retornar para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de 30 segundos após sair desta faixa. A frequência não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas; pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 segundos; e pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 5 segundos. A Figura 2.8 mostra o período de tempo durante o qual algumas turbinas podem operar em determinados valores de frequência ([22], [23]). Basicamente, há três zonas que caracterizam as possibilidades de operação de uma turbina: (a) zona de operação permitida: região em que o conjunto turbina-gerador pode operar por tempo indeterminado sem risco de danos; (b) zona de operação por tempo restrito: região em que o conjunto turbina-gerador pode operar por determinado tempo sem risco de danos; (c) zona de operação proibida: região em que o conjunto turbina-gerador não pode operar porque causaria danos a eles. Esses valores são utilizados para a determinação dos ajustes dos relés de sobrefrequência e subfrequência de proteção do gerador.



Figura 2.8 – Tempo de operação permitido durante frequências anormais para diferentes turbinas a vapor ([22], [23]).

Outro fator importante que deve ser considerado na verificação da viabilidade do ilhamento intencional é o comportamento do módulo da tensão. A Tabela 2.6, por exemplo, apresenta os valores de ajustes do relé de tensão utilizado no ponto de interconexão do produtor independente com a rede elétrica, conforme recomendado em [24].

Faixa de tensão (% da tensão de base)	Tempo de extinção (s) ¹
V < 50	0,16
$50 \le V \le 88$	2,00
110 < V < 120	1,00
$V \ge 120$	0,16

Tabela 2.6 - Recomendação de ajuste de sub/sobretensão para o relé de tensão instalado no ponto de interconexão.

O instrumento capaz de avaliar a dinâmica da rede elétrica e do gerador distribuído durante a transição de um estado de regime permanente para outro é o estudo de estabilidade transitória. Assim, optou-se por utilizar o programa ANATEM do CEPEL ([18]) pelos seguintes motivos: é um programa bastante conhecido no setor elétrico; permite que o usuário desenvolva seus próprios modelos de controladores; possui uma ampla biblioteca de modelos de máquinas, controladores, estabilizadores e relés de proteção; o usuário pode definir uma lista de eventos e o tempo de aplicação de cada evento; os resultados extraídos das simulações são bastante confiáveis, uma vez que a maioria dos modelos foi validada em campo.

2.2.1. Parâmetros da máquina síncrona

Os parâmetros elétricos e mecânicos da máquina síncrona do gerador distribuído são os seguintes: S = 43,75 MVA; P = 35 kW; Vn = 13,8 kV; f = 60 Hz; n = 1800 rpm; Xd = 1,74 p.u.; Xq = 0,88 p.u.; X'd = 0,26 p.u.; X''d = 0,17 p.u.; X2 = 0,18 p.u.; X0 = 0,06 p.u.; X1 = 0,11 p.u.; Ra = 0,0036 p.u.; T'd0 = 7,57 s; T'q0 = 1,25 s; T''d0 = 0,010 s; T''q0 = 0,033 s; H = 6,05 s. A definição destas variáveis encontra-se no Apêndice A.

2.2.2. Curva de capacidade da máquina síncrona

A Figura 2.9 apresenta a curva de capacidade da máquina síncrona empregada nos estudos. Os dados foram obtidos em [25].

¹ Geração Distribuída ≤ 30 kW: tempo máximo de extinção, Geração Distribuída > 30 kW: tempo de extinção padronizado.





2.2.3. Curva de saturação a vazio da máquina síncrona

A Figura 2.10 apresenta a curva de saturação a vazio da máquina síncrona empregada nos estudos. Os dados foram obtidos em [25].



Figura 2.10 – Curva de saturação a vazio.

2.2.4. Regulador automático de tensão e de velocidade

A representação em diagrama de blocos do modelo de regulador automático de tensão é mostrada na Figura 2.11. Os valores adotados para os ganhos e constantes de tempo são os seguintes²: TR = 0,020 s; TS = 0,004 s; KR = 300; KIA = 0; KIR = 0; KSC = 0; TC1 = 2,00 s; TB1 = 6,67 s; TC2 = 0,10 s; TB2 = 0,10 s; Up- = -4,25 p.u.; Up+ = 5,00 p.u.; KID = 0,0; KE = 1,0; TE = 0,50 s; EFmin = 0,00 p.u; Aex = 0,10; Bex = 0,03. Este modelo de regulador de tensão é bastante versátil e pode ser configurado para representar tanto um sistema de excitação sem escovas, com retificadores não controlados (IEEE AC1A), quanto um sistema de excitação alimentado por transformador de potencial, com retificadores controlados (IEEE ST1A). O estudo de estabilidade transitória assume o sistema de excitação sem escovas, com sistema de excitação de imã permanente (PMG – *Permanent Magnetic Generator*).



Figura 2.11 – Modelo de regulador automático de tensão ([26]).

A representação do modelo de regulador de velocidade e seu diagrama de blocos são mostrados na Figura 2.12, de acordo com as informações fornecidas pelo fabricante ([27]). Os

² A definição dos parâmetros relacionados ao regulador automático de tensão pode ser encontrada no Apêndice A.

valores adotados para os ganhos e constantes de tempo são os seguintes: T1 = 0,50 s; T2 = 0,40 s; T3 = 2,00 s; TCH = 0,30 s; Kp = 5,0; R = 0,05; Pmin = 0,00 p.u.; Pmax = 1,00 p.u.; D = 0,10. Este modelo de regulador de velocidade é do tipo PID e aceita tanto o modo de operação isócrono quanto o modo "*droop*", ou seja, com estatismo permanente.



Figura 2.12 – Diagrama de blocos da função de transferência do regulador de velocidade.

2.2.5. Simulações de estabilidade transitória na rede elétrica interligada e da prática do ilhamento

As proteções das linhas de transmissão são constituídas de proteção de distância (ANSI 21), para detecção de faltas entre fases e entre fases e terra, e proteção direcional de sobrecorrente de terra (ANSI 67N), para detecção de faltas à terra com resistência de arco considerável. A escolha de uma filosofia de proteção adequada é de extrema importância ([28]-[31]), pois o tempo de eliminação de faltas tem impacto direto na estabilidade transitória, ou seja, se for atingido o tempo crítico de estabilidade, o sistema se tornará instável. Este estudo considera que faltas dentro de 80% da extensão da linha de transmissão são eliminadas em até 150 milissegundos ([32]) pela primeira zona de proteção de distância e pela unidade instantânea da proteção direcional de sobrecorrente de terra, dependendo do tipo e da natureza do defeito. Os 20% restantes da extensão da linha de transmissão são protegidos pela segunda zona da proteção de distância e pela unidade de tempo inverso da proteção direcional de sobrecorrente de terra, tal que faltas neste trecho são eliminadas em até 500 milissegundos. As contribuições de correntes de sequência zero para faltas à terra são asseguradas pelas fontes conectadas às barras S1-138 e S2-138, e também pelo enrolamento primário (lado de alta tensão) do transformador do gerador distribuído. Os resultados do estudo de estabilidade transitória que foram escolhidos para serem apresentados correspondem ao regime de carga pesada, por ser considerado mais restritivo em

termos de regulação de tensão e controle de carga-frequência pelo gerador distribuído; no entanto, também foram realizados estudos para o regime de carga leve, mas seus resultados não serão apresentados.

2.2.5.1. Caso 1: curto-circuito trifásico na LT B1-138 – S2-138

Uma primeira análise de estabilidade transitória deve procurar investigar a dinâmica do gerador distribuído para um curto-circuito trifásico na LT B1-138 – S2-138, próximo à barra B1-138, com duração de 150 milissegundos, seguido da abertura permanente dos disjuntores D6 e D7. Os resultados desta análise podem ser vistos na Figura 2.13 e na Figura 2.14.



Figura 2.13 – Caso 1: defasagem angular do rotor, potência elétrica ativa, frequência e tensão nos terminais da máquina síncrona.



Figura 2.14 - Caso 1: frequência e tensão nas barras SE-13,8, SE-138 e GD-138.

As variáveis, associadas à máquina síncrona, escolhidas para serem monitoradas são as mais significativas, tais como: defasagem angular do rotor (eixo q), em graus; potência elétrica ativa, em MW; frequência, em Hz; e módulo da tensão terminal, em p.u.; também foram monitorados o módulo da tensão e a frequência nas barras SE-13,8, SE-138 e GD 138. Observase que o gerador distribuído se mantém estável após a perturbação, uma vez que as oscilações de potência e de frequência da máquina síncrona são amortecidas em até 8,0 segundos; a tensão nas barras monitoradas permanece dentro dos limites normais.

2.2.5.2. Caso 2: curto-circuito trifásico na LT B1-138 – SE-138

A análise precedente procurou mostrar a estabilidade do gerador distribuído para uma falta aplicada próxima à barra B1-138 que interliga as fontes supridoras com a subestação de distribuição da concessionária. Deve-se notar que a abertura do circuito sob falta não constituiu uma condição de ilhamento para o gerador distribuído, pois a barra B1-138 continuou a ser suprida pelos circuitos que permaneceram fechados. Torna-se necessário, portanto, avaliar a estabilidade do gerador distribuído para uma falta que resulte em ilhamento. Assim sendo, foi escolhido aplicar um curto-circuito trifásico, com duração de 150 milissegundos, próximo à barra SE-138, na saída do disjuntor D2, da LT B1-138 – SE-138.

A Figura 2.15 caracteriza o ilhamento do gerador distribuído, apresentando o comportamento da defasagem angular do rotor, potência elétrica ativa, frequência e tensão nos terminais da máquina síncrona. Ressalta-se que, diferentemente dos estudos de estabilidade realizados para um sistema interligado, o comportamento da defasagem angular do rotor não deve ser diretamente utilizado para inferir se a rede ilhada é estável ou não. Tal afirmação advém do fato que esta defasagem é medida em relação à barra de referência do sistema interligado (neste caso, a Usina de Ilha Solteira); portanto, a informação contida neste gráfico é que o sistema ilhado está se separando ou não do restante da rede. Caso esta diferença se torne elevada, é necessário tomar medidas adicionais ao realizar a reconexão da rede isolada. Nessa figura, observa-se que após cerca de 8 segundos a potência ativa assume um valor que corresponde à soma da potência ativa consumida pela subestação de distribuição, com o consumo do gerador distribuído, mais as perdas pelo caminho. A frequência da máquina síncrona cresce momentaneamente como resultado da perturbação; porém, se estabiliza em torno de 60,1 Hz, devido à ação de controle exercida pelo regulador de velocidade. A frequência em regime permanente, situada acima da frequência nominal de 60 Hz, se deve ao estatismo permanente de
5% ajustado no regulador de velocidade. Entretanto, este valor de frequência está dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL; logo, o gerador distribuído poderia operar continuamente sem a necessidade de mudar o modo de controle do regulador de velocidade para isócrono. A tensão nos terminais da máquina síncrona, assim como a frequência e a tensão nas barras monitoradas (vide Figura 2.16) mantiveram-se dentro dos limites normais estabelecidos.



Figura 2.15 – Caso 2: defasagem angular do rotor, potência elétrica ativa, frequência e tensão nos terminais da máquina síncrona.



Figura 2.16 – Caso 2: frequência e tensão nas barras SE-13,8, SE-138 e GD-138.

2.2.5.3. Caso 3: abertura da LT B1-138 – SE-138

A simulação de abertura da LT B1-138 – SE-138 serve para avaliar a estabilidade transitória do gerador distribuído para uma condição de abertura intencional e que não seja

provocada pela operação do sistema de proteção da linha de transmissão, em decorrência de um curto-circuito, conforme foi discutido na subseção anterior. Essa abertura pode ocorrer, por exemplo, por um comando local ou telecomando executado por um operador. A Figura 2.17 e a Figura 2.18 ilustram a dinâmica do gerador distribuído para esta contingência.



Figura 2.17 – Caso 3: defasagem angular do rotor, potência elétrica ativa, frequência e tensão nos terminais da máquina síncrona.



Figura 2.18 - Caso 3: frequência e tensão nas barras SE-13,8, SE-138 e GD-138.

A Figura 2.17 caracteriza bem o ilhamento intencional do gerador distribuído, uma vez que a defasagem angular crescente do rotor demonstra o aumento da separação angular da máquina síncrona com a barra de referência do SIN. A potência elétrica ativa entregue pelo gerador distribuído procura equilibrar as cargas da subestação de distribuição e as perdas, tal que as oscilações de potência são completamente amortecidas em até 10,0 segundos. Na Figura 2.18, observa-se que a frequência na barra de carga da subestação de distribuição (SE-13,8) se estabiliza ligeiramente acima de 60,1 Hz; portanto, ainda adequada para a operação ilhada. As tensões nas barras monitoradas também se estabilizam em níveis situados dentro dos limites normais estabelecidos, o que representa uma primeira impressão favorável ao ilhamento intencional do gerador distribuído; não obstante, deve ser realizada uma análise mais detalhada da rede elétrica ilhada.

2.2.6. Simulações de estabilidade transitória na rede elétrica ilhada

A perda da interligação da subestação de distribuição com a barra B1-138, tanto por curto-circuito quanto por um comando de abertura intencional, ocorreu sem que os limites térmicos e dinâmicos da máquina síncrona do gerador distribuído fossem superados; a frequência e a tensão na barra SE 13,8 kV também se mantiveram dentro de valores aceitáveis, para uma carga de potência aparente fixa. No entanto, a capacidade do gerador distribuído em sustentar a rede elétrica ilhada e responder adequadamente à rejeição e à tomada de cargas da subestação de distribuição será analisada nas próximas subseções. Esta capacidade é influenciada pela estratégia de controle do gerador distribuído em operação ilhada.

2.2.6.1. Estratégia de controle do gerador distribuído em operação ilhada

Os controles do gerador distribuído consistem em um regulador de velocidade (RV) e em um sistema de excitação. Durante a operação em paralelo com a rede elétrica, o gerador distribuído pode não participar na regulação de frequência e tensão, e normalmente opera fornecendo potencia ativa e reativa constantes em níveis pré-determinados. Quando um gerador distribuído passa a operar no modo ilhado, as malhas de controle de potência são desabilitadas e substituídas por novas malhas de controle, dependendo da estratégia de controle a ser adotada. Alternativamente, referências fixas de tensão e frequência podem ser escolhidas e aplicadas aos reguladores como novos pontos de ajuste.

A formação da ilha e a mudança no modo de operação do gerador distribuído são determinadas através de monitoração e transmissão do estado dos contatos aberto/fechado dos disjuntores D1 e D2 (vide Figura 2.1) da linha de transmissão que interliga a subestação de distribuição à barra B1-138. Esquemas de comunicação baseados em enlace de rádio-frequência ou através da aquisição de uma linha telefônica privativa podem ser usados em áreas rurais para

informar ao gerador distribuído uma condição de ilhamento. Estes métodos de comunicação são conceitualmente similares aos esquemas de transferência de disparo direto que são atualmente empregados pelas concessionárias de energia elétrica para desconectar geradores distribuídos.

Duas estratégias de controle são propostas e modeladas para operação ilhada ([33]):

- 1) Um método mestre-escravo: a ser aplicado quando mais de um gerador distribuído compartilha as cargas da rede elétrica ilhada. Baseado nesta estratégia, subsequente ao ilhamento, um dos geradores assume o controle da regulação de tensão e da frequência a ser mantida fixa (modo isócrono). Os demais geradores mantêm seu modo de operação em potência constante, tal que o ajuste de potência é determinado através de um esquema de controle de despacho secundário do gerador que opera em modo isócrono. Este despacho é informado aos outros geradores através de um canal de comunicação;
- 2) Método de compartilhamento de carga ativa: esta estratégia de controle, denominada de controle de inclinação ("*droop*"), obriga todos os geradores distribuídos da ilha elétrica a responderem aos transitórios de ilhamento e a contribuírem para atender à carga. Supondo que ocorra a desconexão com a rede elétrica interligada e a detecção de uma condição de ilhamento, os controles dos geradores distribuídos são comutados para um modo de controle que se encarrega de regular a tensão e ajustar a frequência segundo uma característica de inclinação ou queda da tensão com a frequência. O esquema de queda da frequência aumenta a potência ativa do gerador distribuído quando a frequência diminui ou vice-versa, segundo uma taxa pré-determinada. Similarmente, uma queda de tensão atua em variações da tensão terminal para controlar a potência reativa de saída.

2.2.6.2. Caso 1: rejeição de carga da subestação de distribuição – RV em "droop"

A resposta dinâmica do gerador distribuído para rejeição de cargas considera a rejeição dos percentuais de 25%, 50%, 75% e 100%, respectivamente, da carga total da subestação de distribuição que está conectada na barra SE-13,8. A rejeição de 100% da carga da subestação de distribuição não tem um significado prático sob o ponto de vista do ilhamento, pois pode parecer que houve perda do transformador da subestação, ou que todos os alimentadores foram abertos

simultaneamente; no entanto, serve para avaliar como o gerador distribuído responde perante suas próprias cargas.

As curvas da Figura 2.19 e da Figura 2.20 foram divididas em cores, para representar em um mesmo gráfico os percentuais de rejeição de carga. As curvas vermelhas representam os percentuais de 25%; as curvas azuis, os percentuais de 50%; as curvas verdes, os percentuais de 75%; e as curvas cinzas, os percentuais de 100%. Em primeira análise, parte-se das seguintes premissas: a rede elétrica ilhada encontra-se em regime permanente estável; o regulador de velocidade do gerador distribuído está ajustado com estatismo permanente de 5%; e o comutador de tapes sob carga do transformador da subestação de distribuição está bloqueado. Assim, é possível observar o comportamento da frequência na barra SE-13,8 e se a tensão nesta barra permanece dentro dos limites normais, com o tape do transformador em uma posição fixa. O caso de fluxo de potência a ser utilizado nesta análise é aquele representado pela Figura 2.6, que corresponde ao caso de fluxo de potência para rede elétrica ilhada em regime de carga pesada. Os resultados do desempenho dinâmico do gerador distribuído são mostrados na Figura 2.19.



Figura 2.19 – Caso 1: defasagem angular do rotor, potência elétrica ativa, frequência e tensão nos terminais da máquina síncrona (rede ilhada).

Uma inspeção detalhada da curva de potência elétrica ativa mostra que a cada percentual de redução da carga da subestação de distribuição a potência elétrica ativa entregue pelo gerador

distribuído também diminui, culminando com a rejeição total de carga da subestação. Nesta condição de rejeição total de carga, o gerador distribuído está alimentando apenas as suas cargas, conforme mostra a curva cinza de potência elétrica ativa. Após o distúrbio, a tensão nos terminais da máquina síncrona se mantém dentro dos limites normais, independente do degrau de rejeição de carga. Contudo, é necessário observar também o comportamento da frequência para verificar se esta se encontra dentro dos limites impostos pelas normas e pelo fabricante da turbina. A análise dos gráficos mostra que mesmo em regime, para o regulador de velocidade em "*droop*", a frequência encontra-se acima do limite de 60,1 Hz.

Os reflexos do modo de controle do regulador de velocidade da máquina síncrona e do bloqueio do comutador de tapes sob carga do transformador da subestação de distribuição podem ser vistos na Figura 2.20. Uma vez que a rede elétrica está ilhada, a frequência na barra SE-13,8 acompanha a frequência da máquina síncrona do gerador distribuído; logo, para degraus acima de 25%, as cargas da subestação de distribuição não podem ser atendidas, pois a frequência situa-se acima do limite de 60,1 Hz. Deve-se também observar se mesmo durante o transitório os limites de frequência não são violados. O bloqueio do comutador de tapes sob carga do transformador revela que, para degraus de acima de 50%, a tensão na barra SE-13,8 situa-se acima do limite de 1,05 p.u.; logo, segundo o critério de tensão, o ilhamento intencional não pode ser satisfeito. Os resultados do estudo de rejeição de cargas serão apresentados na próxima subseção, quando o modo de controle do regulador de velocidade passa para o modo isócrono e o comutador de tapes sob carga do transformador da subestação de distribuição é desbloqueado.



Figura 2.20 - Caso 1: frequência e tensão na barra SE-13,8 (rede ilhada).

A Figura 2.21 e a Figura 2.22 mostram a frequência e a tensão nas barras SE-138 e GD-138, respectivamente. A frequência nestas barras repete o comportamento da frequência da máquina síncrona do gerador distribuído. As tensões, todavia, mantêm um perfil estável e dentro dos limites normais estabelecidos, independente do degrau de carga aplicado.



Figura 2.21 - Caso 1: frequência e tensão na barra SE-138 (rede ilhada).



Figura 2.22 - Caso 1: frequência e tensão na barra GD-138 (rede ilhada).

2.2.6.3. Caso 2: rejeição de carga da subestação de distribuição – RV isócrono

O estudo de rejeição de carga mostrou que degraus acima de 25% provocam a superação do limite de frequência da barra de carga da subestação de distribuição, com o regulador de velocidade em estatismo permanente; a superação do limite de tensão ocorre para degraus acima de 50%, com o comutador de tapes sob carga em bloqueio. A Figura 2.23 ilustra a resposta dinâmica do gerador distribuído quando o modo de controle do regulador de velocidade é alterado para isócrono e o comutador de tapes sob carga entra em serviço.



Figura 2.23 – Caso 2: defasagem angular do rotor, potência elétrica ativa, frequência e tensão nos terminais da máquina síncrona (rede ilhada).

A ação de controle isócrona consegue recuperar a frequência da máquina síncrona ao valor nominal de 60 Hz, independente do tamanho do degrau de rejeição de carga. Contudo, ressalta-se que é necessário também observar se durante o transitório os limites de frequência são violados, podendo resultar na atuação dos relés ou em danos à turbina. A potência elétrica ativa entregue pela máquina síncrona se equilibra ao montante de carga da rede elétrica ilhada; a tensão pós-distúrbio nos terminais da máquina síncrona recupera o nível de tensão pré-distúrbio. A Figura 2.24 mostra que a frequência da barra de carga da subestação de distribuição se estabiliza no valor nominal de 60 Hz, exibindo comportamento idêntico ao da frequência do gerador síncrono distribuído. Um aspecto interessante e que deve ser observado atentamente é quanto ao perfil de tensão na barra SE-13,8. A ação de controle do comutador de tapes sob carga regula a tensão na barra SE-13,8 dentro de uma faixa de tensão compreendida entre 1,00 - 1,04 p.u., para degraus de rejeição de carga que variam entre 25 - 100%, respectivamente. O modelo de OLTC utilizado na simulação faz parte da biblioteca de modelos do programa ANATEM.



Figura 2.24 - Caso 2: frequência e tensão na barra SE-13,8 (rede ilhada).

2.2.6.4. Caso 3: incremento de carga da subestação de distribuição

A viabilidade do ilhamento intencional do gerador distribuído sob o ponto de vista de chaveamento das cargas da subestação de distribuição deve ser complementada com um estudo de incremento de carga, considerando a aplicação de degraus de carga de 25%, 50%, 75% e 100% da carga total da subestação, de forma análoga ao estudo de rejeição de carga. Todo esse esforço de simulação visa encontrar restrições e limites de operação do gerador distribuído em manter o ilhamento sem que ocorra a degradação dos níveis da frequência e da tensão nas cargas. A aplicação dos degraus de carga se dá sempre com a barra SE-13,8 sem carga (carga nula), terminando com a aplicação de 100% da carga total, a fim de reproduzir a energização do transformador da subestação com todos os alimentadores em serviço. Assim como foi verificado para o estudo de rejeição de carga, se o regulador de velocidade da máquina síncrona do gerador distribuído opera em estatismo permanente e o comutador de tapes sob carga do transformador da subestação das simulações consideram que o regulador de velocidade foi ajustado para operar em modo isócrono e o comutador de tapes sob carga está em serviço, conforme mostra a Figura 2.25.



Figura 2.25 – Caso 3: defasagem angular do rotor, potência elétrica ativa, frequência e tensão nos terminais da máquina síncrona (rede ilhada).

Observa-se que cada degrau de incremento de carga demanda potência elétrica ativa da máquina síncrona, enquanto a frequência experimenta transitoriamente um afundamento, para recuperar-se em seguida ao valor nominal de 60 Hz, devido à ação de controle exercida pelo regulador de velocidade. Com a aplicação de um degrau de carga de 100%, a frequência atinge a marca de 57,77 Hz, tamanha a severidade da perturbação, mas consegue se estabilizar em torno de 18,0 segundos em valores próximos de 60 Hz. A tensão nos terminais da máquina síncrona também oscila, mas é rapidamente amortecida ao valor inicial pré-distúrbio. A Figura 2.26 mostra que a frequência na barra SE-13,8 acompanha o comportamento da frequência do gerador distribuído. A ação do regulador de tensão do comutador de tapes sob carga consegue restabelecer os níveis de tensão da barra de carga aos valores situados dentro dos limites normais, mesmo para um degrau de carga tão severo quanto 100%. Pode-se observar que o comutador de tapes sob carga eleva a tensão em sucessivos degraus até atingir valores próximos a 1,00 p.u.; notadamente, o ilhamento intencional se mostrou viável para as operações de manobras de cargas, graças ao regulador de velocidade da máquina síncrona e ao OLTC do transformador da subestação de distribuíção.



Figura 2.26 - Caso 3: frequência e tensão na barra SE-13,8 (rede ilhada).

2.2.6.5. Caso 4: curto-circuito na barra de carga da subestação de distribuição

Esta subseção completa o estudo de estabilidade transitória através de uma verificação da dinâmica do gerador distribuído para um curto-circuito trifásico na barra de carga da subestação de distribuição, como uma forma de representar uma falta próxima à saída de um disjuntor de alimentador de média tensão. As proteções dos alimentadores normalmente são constituídas de relés de sobrecorrente de fase e de terra que possuem unidades temporizadas (ANSI 51/51N) e instantâneas (ANSI 50/50N). Tipicamente, as faltas próximas ao disjuntor são eliminadas pelas unidades instantâneas; entretanto, a estabilidade do gerador distribuído foi avaliada para uma condição extrema, supondo que a falta é eliminada em 1,0 segundo pelas unidades temporizadas.

A Figura 2.27 mostra a excursão da defasagem angular do rotor da máquina síncrona durante o transitório de aplicação da falta. Uma vez que o regulador de velocidade foi ajustado para operar em modo isócrono, o ângulo do rotor retorna para sua posição original após a eliminação da falta. A frequência atinge um valor máximo de 62,13 Hz, oscila em um valor mínimo de 59,27 Hz e retorna ao valor nominal de 60 Hz, como resultado da ação do regulador de velocidade. A tensão terminal e a potência elétrica ativa da máquina síncrona sofrem um afundamento momentâneo de seu valor inicial, mas se recuperam em aproximadamente 5,0 segundos após a eliminação da falta.



Figura 2.27 – Caso 4: defasagem angular do rotor, potência elétrica ativa, frequência e tensão nos terminais da máquina síncrona (rede ilhada).

Como resultado da aplicação do curto-circuito trifásico, a tensão na barra SE-13,8 atinge um valor nulo, conforme mostra a Figura 2.28. A reação da máquina síncrona é aumentar sua velocidade, aumentado a frequência nas barras da rede elétrica ilhada. A frequência na barra SE-13,8 cresce a uma taxa de 2,10 Hz/s até atingir um valor máximo de 62,14 Hz, oscila em um valor mínimo de 59,27 Hz e retorna ao valor nominal de 60 Hz após a eliminação da falta.



Figura 2.28 - Caso 4: frequência e tensão na barra SE-13,8 (rede ilhada).

2.3. Estudos de Curto-Circuito

Conforme o submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS ([32]), os estudos de curto-circuito visam, basicamente, verificar a evolução dos níveis de curto-circuito nas barras do sistema elétrico, avaliando-se a adequabilidade dos disjuntores para essa rede quanto à sua capacidade de interrupção de corrente simétrica, bem como o desempenho de chaves seccionadoras, TCs, bobinas de bloqueio, entre outros equipamentos. Os resultados obtidos são utilizados na definição de ajustes e coordenação de sistemas de proteção, além de fornecerem subsídios aos estudos de estabilidade eletromecânica e de transitórios eletromagnéticos.

As simulações para os cálculos dos níveis de curto-circuito consideram o sistema em regime subtransitório, com todas as máquinas e linhas de transmissão em operação, para que sejam obtidas as correntes máximas de curto-circuito. As reatâncias de sequência positiva e zero das unidades geradoras são representadas pelos seus valores subtransitórios saturados. Vale salientar que os estudos de curto-circuito foram realizados com o programa ANAFAS do CEPEL ([19]).

2.3.1. Critérios de superação de disjuntores

Compara-se o nível de curto-circuito na barra, tanto para curto monofásico quanto para curto trifásico, com o menor valor da capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores do barramento. Quando esse nível atinge o valor de 100%, deve ser efetuado um estudo mais detalhado, definido como *line-out*, em que se busca identificar a efetiva corrente passante pelo disjuntor. Caso essa corrente atinja um valor de 100%, o disjuntor correspondente deve ser considerado em estado "superado" por capacidade de interrupção simétrica e, se a corrente passante estiver entre 90 e 100%, o disjuntor é considerado em estado de "alerta" ([19]).

Observa-se que quaisquer disjuntores que apresentarem uma relação entre corrente de curto-circuito passante e capacidade de interrupção simétrica (I_{co}/I_{ccs}) superior a 85% requerem uma avaliação da tensão de restabelecimento transitória (TRT) para faltas terminais trifásicas não aterradas ([19]). Os ciclos anuais de estudos de curto-circuito coordenados pelo ONS estabelecem dois critérios adicionais para a avaliação da superação da capacidade de disjuntores: crista da corrente de curto-circuito e a relação X/R.

A crista da corrente de curto-circuito pode ser determinada em função da corrente de curto-circuito simétrica e da constante de tempo da rede, determinadas através da seguinte equação:

$$I_p = I_{cc} \cdot \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-tp}{\tau}}\right)$$
(2.1)

onde:

 I_p = valor de crista da corrente de curto-circuito calculada.

 I_{cc} = valor eficaz da corrente de curto-circuito calculada.

 t_p = tempo de crista da corrente de curto-circuito (8,33 ms para 60 Hz).

 τ = constante de tempo calculada para a barra onde o equipamento é instalado (L/R).

De acordo com a IEC 60694, o valor de I_p/I_{cc} , para $\tau = 45$ ms, é 2,6 na frequência fundamental de 60 Hz. A superação por X/R é definida pela análise conjugada deste parâmetro, juntamente com a corrente de curto-circuito simétrica passante pelo disjuntor. Caso a constante de tempo da rede esteja acima do valor padrão de 45 ms, a capacidade de interrupção simétrica (I_{ccs}) deve ser correspondentemente reduzida, garantindo assim que o disjuntor estará apto a operar nas condições de constante de tempo analisada. Os valores de constante de tempo foram discretizados em faixas, vide Tabela 2.7, em que cada uma delas corresponde a um valor de redução de capacidade de interrupção do disjuntor analisado.

Tabela 2.7 – Critério de superação pela constante de tempo.

Constante de tempo (ms)	Relação (I _{cc} /I _{ccs})
$\tau < 45$	90%
$45 < \tau < 60$	85%
$60 < \tau < 75$	80%
75 < τ < 120	70%
<i>τ</i> > 120	Qualquer valor

2.3.2. Avaliação da capacidade de interrupção

O estudo de superação de disjuntores tem por objetivo avaliar se os disjuntores de menor capacidade de interrupção terão sua capacidade de interrupção simétrica (kA) superada, em função da conexão do gerador distribuído. A Tabela 2.8 apresenta a relação das barras que tiveram a capacidade de interrupção simétrica do menor disjuntor avaliada. Para cada uma das barras, é impresso o número, nome, base de tensão, relação X/R monofásico e trifásico, capacidade do menor disjuntor (kA), percentual de superação e situação (90 – 100% => ALERTA; >100% => SUPERADO).

Barra			Nível de curto-circuito			Capacidade de interrupção		Situação	
Número N	Nomo	ĿV	1 F		3F		I _{ccs} I _{cc} /.	I _{cc} /I _{ccs}	Alarta/Suparada
	Nome	ĸv	kA	X/R	kA	X/R	(kA)	(%)	Alerta/Superado
2162	S2-138	138	6,9	5,7	10,2	6,0	20,0	50,9	-
2166	B1-138	138	4,2	4,5	7,4	5,1	20,0	37,1	-
2174	S1-138	138	5,2	4,4	7,6	4,4	20,0	37,9	-
9966	SE-138	138	1,8	4,2	3,6	4,2	31,5	11,3	-
9968	GD-138	138	1,0	3,9	2,2	3,8	31,5	7,0	-

Tabela 2.8 – Capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores.

O estudo de curto-circuito aponta que nenhum dos disjuntores avaliados teve sua capacidade de interrupção simétrica superada, pois os níveis de curtos-circuitos nas barras onde esses disjuntores estão conectados não atingiram o limite inferior de alerta. O estudo de superação de disjuntores também conclui que nenhum dos disjuntores avaliados teve sua capacidade de interrupção simétrica superada, segundo o critério de superação pela constante de tempo do barramento (maior relação X/R). Logo, conclui-se que a conexão do gerador distribuído não representa impacto na superação da capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores avaliados.

2.4. Estudos de Transitórios Eletromagnéticos

O estudo de transitórios eletromagnéticos tem a finalidade de avaliar as sobretensões de manobras e o desempenho dos para-raios nos terminais das linhas de transmissão, conforme os

critérios definidos nos Procedimentos de Rede do ONS, em seu submódulo 23.3 ([32]). Os estudos de transitórios eletromagnéticos realizados foram:

- Religamento tripolar;
- Energização de transformador;
- Tensão de restabelecimento transitória.

Detalhes sobre cada estudo serão apresentados a seguir.

2.4.1. Religamento tripolar

2.4.1.1. Procedimentos

- As simulações de religamento de linha de transmissão consistem de: (a) aplicação de falta fase-terra no final da LT SE-138 GD-138; (b) abertura da linha no terminal SE-138, com tensão pré-manobra igual a 1,05 p.u.; (c) religamento tripolar sob falta, considerando que a linha está em vazio e o gerador distribuído e seu transformador elevador estão desconectados da rede;
- 2) O caso base do ATP tomado como referência, para a condição de amortecimento mais pessimista dos transitórios de manobra, corresponde à condição de rede elétrica em vazio. Para todas as manobras, os valores das tensões nos equivalentes de rede foram reajustados para atender ao requisito de máxima tensão operativa pré-manobra;
- As manobras estatísticas de religamento consideram a execução de 200 casos, tal que os tempos de fechamento do disjuntor são descritos por distribuição gaussiana, com média uniformemente distribuída ao longo de um ciclo senoidal e seis desvios-padrão, correspondendo à máxima dispersão entre polos das três fases (5 ms);
- As manobras estatísticas de religamento também consideram que a falta é mantida fixa, seguindo-se a abertura do disjuntor após 550 ms, com subsequente religamento sob falta em um tempo médio de 1050 ms, de modo a totalizar um tempo morto médio de 500 ms;

- 5) Os valores estatísticos das sobretensões (máximo, médio e desvio-padrão) e da energia absorvida pelos para-raios ZnO foram reunidos em gráficos, para efeito de análise e comparação dos resultados.
- 2.4.1.2. Critérios
 - Utilizou-se o valor de tensão nominal igual a 132 kV eficaz e capacidade de absorção de energia igual a 3 kJ/kV da tensão nominal eficaz (396 kJ), para suportabilidade de tensão e limite máximo admissível de energia absorvida pelos para-raios ZnO de 138 kV;
- 2) Adotou-se o valor típico de 2,58 p.u. da tensão nominal (132 kV eficaz), que corresponde a 2,35 vezes a máxima tensão operativa em 138 kV (1,05 p.u.), para a sobretensão fase-terra máxima admissível nas manobras das linhas.
- 2.4.1.3. Resultados

A Figura 2.29 mostra as tensões nas fases das barras SE-138 e GD-138, no instante da abertura e no instante do religamento. É possível observar o decaimento das tensões, em função dos parâmetros distribuídos da linha, durante o intervalo de tempo em que a linha permanece desenergizada. A máxima tensão fase-terra verificada na barra SE-138 foi de 228,0 kV, enquanto a máxima tensão fase-terra na barra GD-138 foi de 234,5 kV, ambas 1,93 p.u. e 1,98 p.u. da tensão pré-manobra (1,05 p.u.), respectivamente; portanto, dentro dos limites aceitáveis de sobretensão. Observa-se que os valores máximos de sobretensão foram verificados na fase C.



Figura 2.29 - Religamento tripolar: tensões nas fases das barras SE-138 e GD-138.

A máxima energia absorvida nos para-raios ZnO dos terminais de linha da barra SE-138 foi da ordem de 230 J, ao passo que na barra GD-138 (fim de linha) a máxima energia absorvida

foi da ordem de 2300 J, conforme mostra o gráfico da Figura 2.30. De acordo com os critérios adotados, a energia absorvida está dentro da capacidade de absorção de energia dos para-raios.



Figura 2.30 - Religamento tripolar: energia nos para-raios dos terminais de linha das barras SE-138 e GD-138.

O resultado das manobras (chaveamentos estatísticos) de religamento pode ser visto na Figura 2.31, através dos gráficos de distribuição de frequência e de probabilidade de sobretensão na fase C, a fase com maiores percentuais de sobretensão. Os valores médios, variância e desvio padrão também são apresentados, mediante a utilização do comando DICE do programa de plotagem GTPPLOT ([34]).





2.4.2. Energização de transformador

2.4.2.1. Procedimentos

 As simulações de energização do transformador elevador do gerador distribuído foram realizadas com tensão pré-manobra igual a 1,05 p.u.;

- 2) O caso base de ATP tomado como referência, para a condição de amortecimento mais pessimista dos transitórios de manobra, corresponde à condição de rede elétrica em vazio. Para todas as manobras, os valores das tensões nos equivalentes de rede foram reajustados para atender ao requisito de máxima tensão operativa pré-manobra;
- 3) As manobras estatísticas de religamento consideram a execução de 200 casos, tal que os tempos de fechamento do disjuntor são descritos por distribuição gaussiana, com média uniformemente distribuída ao longo de um ciclo senoidal e seis desvios-padrão, correspondendo à máxima dispersão entre polos das três fases (5 ms);
- 4) A fim de considerar o efeito do magnetismo residual do núcleo do transformador, cuja representação tem influência nos valores das correntes de magnetização e sobretensões transitórias nos barramentos, foi utilizado o modelo de laço de histerese com área correspondente à parcela do valor medido para a perda total em vazio (modelo HEVIA98 indutor não linear com histerese). O valor do fluxo residual inicial considerado em cada manobra de energização corresponde à aproximadamente 60% do fluxo nominal do enrolamento.

2.4.2.2. Critérios

- Utilizou-se o valor de tensão nominal igual a 132 kV eficaz e capacidade de absorção de energia igual a 3 kJ/kV da tensão nominal eficaz (396 kJ), para suportabilidade de tensão e limite máximo admissível de energia absorvida pelos para-raios ZnO de 138 kV;
- 2) Adotou-se o valor típico de 2,58 p.u. da tensão nominal (132 kV eficaz), que corresponde a 2,35 vezes a máxima tensão operativa em 138 kV (1,05 p.u.), para a sobretensão fase-terra máxima admissível nas manobras das linhas.

2.4.2.3. Resultados

A Figura 2.32 mostra os pontos da curva de saturação do transformador elevador do gerador distribuído. Os pontos foram obtidos através de medições nos terminais do enrolamento secundário de média tensão (conexão em delta).



Figura 2.32 – Curva de saturação do transformador elevador do gerador distribuído.

Em regime permanente, a corrente de magnetização de um transformador em vazio tipicamente situa-se na faixa de 0,5 a 2,0% de sua corrente nominal. As perdas por histerese costumam ser muito pequenas e a região saturada da característica de magnetização geralmente se inicia em torno de 1,20 p.u. de tensão. Quando um transformador é desligado da rede elétrica há um fluxo residual que permanece no núcleo magnético, o qual depende da característica de magnetização e das oscilações entre as capacitâncias e as indutâncias do transformador. No instante em que o transformador é novamente energizado, dependendo das características da rede elétrica, é possível que sobretensões transitórias significativas provoquem forte saturação do núcleo magnético do transformador, a qual pode ser agravada pelo fluxo residual existente. Neste caso, as correntes de magnetização são significativas e as tensões resultantes bastantes distorcidas, com alto teor de harmônicos. A importância das sobretensões está relacionada com as solicitações transitórias nos equipamentos principais das subestações, com as energias absorvidas pelos para-raios ZnO e com a possibilidade de sensibilização das proteções de neutro e diferencial de barramento ([35]). As correntes de magnetização do transformador elevador, conforme mostra a Figura 2.33, aponta correntes com valor de pico da ordem de 600 A.



Figura 2.33 - Correntes de magnetização do transformador elevador do gerador distribuído.

A energia absorvida nos para-raios ZnO dos terminais de linha da barra SE-138 e da barra GD-138, de acordo com a Figura 2.34, não é significativa.



Figura 2.34 – Energização de transformador: energia nos para-raios dos terminais de linha das barras SE-138 e GD-138.

O resultado dos chaveamentos estatísticos de energização do transformador elevador é mostrado na Figura 2.35, através dos gráficos de distribuição de frequência e de probabilidade de sobretensão na fase C, novamente a fase com maiores percentuais de sobretensão. Os valores médios, variância e desvio padrão obtidos com o programa GTPPLOT também são apresentados.



Figura 2.35 – Energização de transformador: distribuição de frequência e de probabilidade de sobretensão na fase C da barra GD-138.

2.4.3. Tensão de restabelecimento transitória

A forma de onda da TRT depende do local de ocorrência do curto-circuito, do circuito que é interrompido e, portanto, da relação entre as resistências, indutâncias e capacitâncias envolvidas. Os primeiros instantes da TRT são caracterizados por uma composição das componentes de frequências naturais e da frequência fundamental. A onda de tensão se propaga através dos elementos conectados ao ponto onde o disjuntor interrompeu a corrente de curto-circuito, a partir do terminal do disjuntor que não está mais submetido à corrente de curto-circuito.

A onda de tensão se reflete em pontos de descontinuidade e retorna ao terminal do disjuntor, onde é novamente refletida, visto que se trata de um circuito aberto, e é somada ao valor inicial. Quanto mais próxima do ponto de partida for a descontinuidade, mais rapidamente a TRT entre os terminais do disjuntor será influenciada pela onda refletida. Por isso, as reflexões ocorridas em pontos eletricamente próximos ao disjuntor podem contribuir para o aumento dos valores iniciais da TRT ([35]). Contudo, as reflexões que ocorrem em pontos mais distantes levam mais tempo até voltar ao ponto de partida. Desta forma, tais reflexões podem contribuir para o aumento dos valores de pico da TRT, mesmo considerando que quanto maior for a distância, maior será a atenuação.

2.4.3.1. Procedimentos

A superação por TRT é caracterizada pela ultrapassagem dos valores de suportabilidade dielétrica ou térmica do meio de extinção do arco elétrico. O disjuntor pode ser considerado superado por amplitude ou por taxa de crescimento da TRT. Para verificar a superação por TRT, o procedimento mais adotado consiste em comparar em um mesmo gráfico as formas de onda da TRT, obtidas através do ATP, com a envoltória prevista na norma IEC 62271-100. O disjuntor é considerado superado por TRT quando os picos das formas de onda ultrapassam a envoltória em algum ponto. As simulações de superação por TRT consideram a interrupção de curtos-circuitos trifásicos não aterrados aplicados nos terminais do disjuntor.

2.4.3.2. Critérios

A envoltória a dois parâmetros é utilizada para avaliar disjuntores de tensão nominal igual a 100 kV e acima se a corrente de curto-circuito é menor ou igual a 30% da corrente nominal de interrupção. A envoltória a quatro parâmetros é aplicada aos disjuntores de tensão nominal igual a 100 kV e acima se a corrente de curto-circuito é maior que 30% da corrente nominal de interrupção. As envoltórias são obtidas de acordo com a tensão nominal do disjuntor, o tipo de falta, o fator de primeiro polo e o fator de amplitude. Os parâmetros adotados para a envoltória da TRT são referentes a disjuntores de classe 145 kV, conforme descritos na norma IEC 62271-100. Este estudo avalia a TRT do disjuntor D5 (vide Figura 2.1), com corrente nominal de interrupção igual a 31,5 kA, para uma falta trifásica não aterrada nos terminais do disjuntor. Este disjuntor foi criteriosamente escolhido, pois é disjuntor do ponto de conexão do gerador distribuído (SE-138) que deve interromper a máxima corrente de curto-circuito apontada no estudo de curto-circuito. Como em nenhuma das simulações as correntes de curto-circuito atingiram 100% da corrente nominal de interrupção, os parâmetros da TRT foram corrigidos de acordo com a Tabela 2.9. Visto que o disjuntor D5 está conectado à barra SE-138, a rede elétrica foi reduzida aos equivalentes nas barras B1-138 e GD-13,8 e aos equipamentos e linhas compreendidas entre estas barras. Os parâmetros distribuídos da LT B1-138 - SE-138 são os seguintes: 1 = 28,46 km; $Z1 = 0,1474 + i0,4718 \Omega$ /km; $Z0 = 0,4377 + i1,7919 \Omega$ /km; Y1 =3,4622 μ S/km; Y0 = 1,9933 μ S/km. Os parâmetros distribuídos da LT SE-138 – GD-138 são os seguintes: 1 = 38,25 km; Z1 = 0,2084 + j0,4850 Ω/km; Z0 = 0,4987 + j1,8052 Ω/km; Y1 = 3,3648 μ S/km; Y0 = 1,9606 μ S/km.

Falta terminal – disjuntor classe 145 kV – IEC 62271-100							
% I _{sc}	u _c (kV)	T_2 (µs)	u1 (kV)	$T_1(\mu s)$			
100	215	231	154	77			
60	231	230	154	51			
30	266	270	178	56			
10	272	45	-	-			

Tabela 2.9 - Parâmetros da TRT para valores percentuais da corrente nominal de interrupção.

2.4.3.3. Resultados

A Figura 2.36 evidencia que o primeiro polo a interromper a corrente de curto-circuito trifásica não aterrada é o polo da fase C, tão logo ocorre a passagem da corrente pelo zero. As correntes de curto-circuito das outras duas fases são interrompidas em seguida, também no momento da passagem das correntes pelo zero. Os valores de pico das correntes de curto-circuito obtidos com o programa ATP são compatíveis com os valores eficazes calculados através do programa de curto-circuito. A representação da rede elétrica no programa ATP deve ser validada primeiramente pelo programa de curto-circuito, visto ser a condição necessária para não incorrer em resultados errôneos.



Figura 2.36 - Interrupção das correntes de curto-circuito através dos polos do disjuntor.

A Figura 2.37 mostra que a TRT está situada abaixo da envoltória a dois parâmetros da curva normalizada; portanto, a análise da TRT confirma os resultados do estudo de curto-circuito em que não há superação da capacidade de interrupção do disjuntor. Vale ressaltar que os estudos de transitórios eletromagnéticos não se restringem apenas aos apresentados. Outros estudos, por exemplo: energização de linha, rejeição de carga, abertura de linha em discordância de fases, dentre outros, podem ser necessários para investigar prováveis limitações e superações de equipamentos diante da conexão de geração distribuída.



Figura 2.37 – Envoltória da TRT de primeiro polo a abrir o disjuntor.

Parte II

3. MODELAGEM DE RELÉS DIGITAIS DE PROTEÇÃO

Uma das premissas para o estudo de estabilidade eletromecânica, referente ao tempo de eliminação de faltas, foi considerar que as proteções das linhas de transmissão são efetivas na eliminação de faltas em todas as suas extensões, ainda que tenham sido simuladas apenas faltas trifásicas, por ser um estudo mais conservador do ponto de vista de magnitude das correntes de curto-circuito. Quanto às faltas monofásicas, os resultados obtidos do estudo de estabilidade estariam assegurados, uma vez que para a rede analisada as magnitudes das correntes de curtocircuito monofásicas são inferiores às das correntes trifásicas. Todavia, deve-se abordar a possibilidade de o lado de alta tensão do transformador elevador do gerador distribuído ser ligado em delta, uma exigência de algumas concessionárias; assim sendo, somente as proteções de falta à terra dos terminais que recebem correntes de sequência zero do terminal B1-138, para faltas à terra nas linhas de transmissão de interligação com o gerador distribuído, conseguem operar. Por exemplo, para uma falta à terra na LT B1-138 – SE-138 apenas as proteções do terminal B1-138 operariam, as proteções do terminal SE-138 permaneceriam inoperantes, pois não há contribuição de correntes de sequência zero pelo lado de alta tensão do transformador elevador. Tal situação constitui um grave problema de proteção, visto que a falta seria eliminada apenas por um terminal. Poder-se-ia pensar em instalar uma proteção 59N no terminal SE-138, ou deixar ao encargo da proteção 59N de interconexão do gerador distribuído, entretanto estas proteções não seriam seletivas entre si nem conseguiriam discriminar a direção da falta à terra, podendo operar indevidamente para faltas em circuitos adjacentes.

Algumas lógicas e relés digitais de proteção podem ser empregados com o objetivo de minimizar os problemas expostos, por exemplo:

- Relé de distância de terra quadrilateral;
- Lógica de fonte fraca e eco;
- Relé de tensão residual com controle direcional;
- Relé diferencial de linha.

As próximas seções apresentarão a modelagem desses relés digitais de proteção, que foram incorporados à biblioteca PROTECTIONLIB ([20]), mostrada na Figura 3.1.



Figura 3.1 - Biblioteca PROTECTIONLIB com os novos modelos de relés digitais de proteção.

3.1. Modelagem do Relé de Distância de Terra Quadrilateral

Mesmo sendo o relé de distância do tipo MHO polarizado inerentemente direcional, seu alcance é limitado e apresenta problemas de sensibilidade, particularmente na presença de resistência de falta. Como mostra a Figura 3.2, o relé quadrilateral tem uma característica que forma um paralelogramo, definido por R1, R2, X e 32Q, um elemento direcional de sequência negativa que confere a limitação direcional exigida pela característica quadrilateral. Observa-se que o alcance resistivo pode ser ajustado para cobrir faltas com elevada resistência de falta que não seriam cobertas pelo relé do tipo MHO. Na prática, os fabricantes normalmente definem um único valor de ajuste para os ajustes R1e R2. As retas de alcance resistivo são retas paralelas ao ângulo da linha, tal que a resistência de falta é computada independentemente do alcance resistivo ajustado.



Figura 3.2 - Característica quadrilateral do relé de distância de terra ([36]).

3.1.1. Identificação e seleção de faltas

Os relés digitais de distância utilizados na proteção de linhas de transmissão devem distinguir todos os tipos de faltas, assim como as fases defeituosas. Duas razões são atribuídas a estas condições: primeira, em casos de falta bifásica-terra, é necessário bloquear os elementos de distância de terra, porque tais elementos podem operar indevidamente, dado que os elementos responsáveis por eliminar este tipo de falta são os elementos de distância de fase; segunda, em certas aplicações em que há uma fonte forte a montante da localização do relé, uma falta fase-terra *close-in* (próxima aos terminais de saída) na direção à frente pode resultar na operação incorreta de um ou mais elementos de distância de fase. Em certos sistemas, quando o disparo monopolar é necessário, a fim de manter em serviço as duas fases sãs, a operação dos elementos de distância de fase resultará na abertura de todas as três fases.

A lógica de identificação e seleção de falta (FIDS – *Fault Identification and Selection*) utiliza a comparação de diferença angular entre as correntes de sequência negativa (\underline{I}_{A2}) e zero (\underline{I}_{A0}) para identificar o tipo de falta e quais são as fases envolvidas ([36]). A lógica também qualifica o argumento $\angle (\underline{I}_{A0} - \underline{I}_{A2})$ medido com as medições de resistência de falta aparente. A lógica de identificação e seleção de falta compara o ângulo de fase entre \underline{I}_{A2} e \underline{I}_{A0} . Se o tipo de falta é fase-A-terra (AG), a diferença angular entre \underline{I}_{A2} e \underline{I}_{A0} é ±30°. Para uma falta fase-B-terra (BG), a diferença angular é 120° ±30° e para uma falta fase-C-terra (CG) a diferença angular é -120° ±30°. Faltas que resultam em diferenças angulares de \underline{I}_{A0} e \underline{I}_{A2} fora destes setores exigem um cálculo adicional para declarar o tipo de falta. A Figura 3.3 ilustra os fasores das tensões e correntes e a relação angular entre I_{A2} e I_{A0} para as três possíveis faltas fase-terra.



Figura 3.3 – Relação angular entre \underline{I}_{A2} e \underline{I}_{A0} para faltas fase-terra ([36]).

A Figura 3.4 mostra a relação angular entre I_{A2} e I_{A0} para uma falta bifásica-terra BCG com diferentes magnitudes de resistência de falta. As diferenças angulares entre I_{A2} e I_{A0} são 0° para ambos os tipos de faltas, como mostrado na Figura 3.3 (falta AG) e Figura 3.4 (falta BCG) para resistência de falta igual a zero. Este resultado auxilia a decisão de habilitar os elementos de distância AG, enquanto os elementos de distância BG e CG são bloqueados para uma falta BCG. A diferença angular entre I_{A2} e I_{A0} , para falta fase-terra AG e falta bifásica-terra BCG, torna-se diferente de zero com o aumento da resistência de falta ([36]), conforme mostrado na Figura 3.4. Este aumento da resistência de falta pode gerar dúvida se a falta é AG/BCG ou BG/CAG, porque o ângulo pode ser menor que -60°.



Figura 3.4 – Relação angular entre I_{A2} e I_{A0} para falta bifásica-terra BCG ([36]).

Quando o ângulo é maior que 30° de seu valor esperado, as resistências estimadas de falta fase-fase e falta fase-terra podem ser comparadas, e o tipo de falta associado com a resistência mínima é selecionado. Referindo-se novamente à Figura 3.4, a comparação de uma estimativa de R_{BG} contra a resistência de falta fase-fase mínima (neste caso, R_{BC}) revelará que R_{BG} é muito maior que R_{BC} ; portanto, a lógica conclui que a falta envolve as fases B e C, e seleciona para a medição da falta o elemento de distância BC. A saída do comparador de ângulo de fase, de acordo com a Figura 3.5, possui seis possíveis segmentos de ±30°, sendo que cada um destes segmentos corresponde a um dos seguintes sinais de saída: FSA30, FSA60, FSB30, FSB60, FSC30 e FSC60, para posterior processamento da lógica FIDS ([37]).



Figura 3.5 – Região de diferença angular entre I_{A2} e I_{A0} para seleção de falta ([36]).

Os sinais provenientes do comparador de ângulo de fase são processados, para compor os sinais de saída da lógica de identificação e seleção de falta, de acordo com as seguintes equações lógicas:

$$FSA30 + \begin{cases} FSA60 \bullet Z_{AB_MIN} \bullet (|R_{AG}| < |R_{AB}|) \\ FSA60 \bullet Z_{BC_MIN} \bullet (|R_{AG}| < |R_{BC}|) \\ FSA60 \bullet Z_{CA_MIN} \bullet (|R_{AG}| < |R_{CA}|) \end{cases}$$
(3.1)

$$FSB30 + \begin{cases} FSB60 \bullet Z_{AB_MIN} \bullet (|R_{BG}| < |R_{AB}|) \\ FSB60 \bullet Z_{BC_MIN} \bullet (|R_{BG}| < |R_{BC}|) \\ FSB60 \bullet Z_{CA_MIN} \bullet (|R_{BG}| < |R_{CA}|) \end{cases}$$
(3.2)

$$FSC30 + \begin{cases} FSC60 \bullet Z_{AB_MIN} \bullet (|R_{CG}| < |R_{AB}|) \\ FSC60 \bullet Z_{BC_MIN} \bullet (|R_{CG}| < |R_{BC}|) \\ FSC60 \bullet Z_{CA_MIN} \bullet (|R_{CG}| < |R_{CA}|) \end{cases}$$
(3.3)

tal que Z_{AB_MIN} , Z_{BC_MIN} , Z_{CA_MIN} é dado por:

$$Z_{AB_MIN} \Rightarrow (mZ_{AB} < mZ_{BC}) \bullet (mZ_{AB} < mZ_{CA})$$

$$Z_{BC_MIN} \Rightarrow (mZ_{BC} < mZ_{AB}) \bullet (mZ_{BC} < mZ_{CA})$$

$$Z_{CA_MIN} \Rightarrow (mZ_{CA} < mZ_{BC}) \bullet (mZ_{CA} < mZ_{AB})$$
(3.4)

e a impedância de *loop* fase-fase $mZ_{AB,BC,CA}$ no ponto de falta *m* por:

$$mZ_{AB,BC,CA} = \frac{\operatorname{Im}\left\{ \underline{V}_{AB} \cdot \left(\underline{I}_{AB}, \underline{I}_{BC}, \underline{I}_{CA}\right)^{*} \right\}}{\operatorname{Im}\left\{ 1 \angle Z_{L1} \cdot \left(\underline{I}_{AB}, \underline{I}_{BC}, \underline{I}_{CA}\right) \cdot \left(\underline{I}_{AB}, \underline{I}_{BC}, \underline{I}_{CA}\right)^{*} \right\}}$$
(3.5)

As resistências aparentes de falta fase-terra R_{AG} , R_{BG} , R_{CG} e de falta fase-fase R_{AB} , R_{BC} , R_{CA} são expressas pelas seguintes equações:

$$R_{AG} = \frac{\operatorname{Im}\left\{ \underline{V}_{A} \cdot \left[\left(\underline{I}_{A} + K_{0} \underline{I}_{R} \right) \cdot 1 \angle Z_{L1} \right]^{*} \right\}}{\operatorname{Im}\left\{ \frac{3}{2} \cdot \left(\underline{I}_{A2} + \underline{I}_{A0} \right) \cdot \left[\left(\underline{I}_{A} + K_{0} \underline{I}_{R} \right) \cdot 1 \angle Z_{L1} \right]^{*} \right\}}$$
(3.6)

$$R_{BG} = \frac{\operatorname{Im}\left\{ \underline{V}_{B} \cdot \left[\left(\underline{I}_{B} + K_{0} \underline{I}_{R} \right) \cdot 1 \angle Z_{L1} \right]^{*} \right\}}{\operatorname{Im}\left\{ \frac{3}{2} \cdot \left(\underline{I}_{B2} + \underline{I}_{B0} \right) \cdot \left[\left(\underline{I}_{B} + K_{0} \underline{I}_{R} \right) \cdot 1 \angle Z_{L1} \right]^{*} \right\}}$$
(3.7)

$$R_{CG} = \frac{\operatorname{Im}\left\{\underline{V}_{C} \cdot \left[\left(\underline{I}_{C} + K_{0}\underline{I}_{R}\right) \cdot 1 \angle Z_{L1}\right]^{*}\right\}}{\operatorname{Im}\left\{\frac{3}{2} \cdot \left(\underline{I}_{C2} + \underline{I}_{C0}\right) \cdot \left[\left(\underline{I}_{C} + K_{0}\underline{I}_{R}\right) \cdot 1 \angle Z_{L1}\right]^{*}\right\}}$$
(3.8)

$$R_{AB} = \frac{\operatorname{Im}\left\{ \underbrace{V}_{AB} \cdot \left(\underline{I}_{AB} \cdot 1 \angle Z_{L1} \right)^{*} \right\}}{\operatorname{Im}\left\{ \left(j2 \cdot \sqrt{3} \underline{I}_{C2} \right) \cdot \left(\underline{I}_{AB} \cdot 1 \angle Z_{L1} \right)^{*} \right\}}$$
(3.9)

$$R_{BC} = \frac{\operatorname{Im}\left\{ \underline{V}_{BC} \cdot \left(\underline{I}_{BC} \cdot 1 \angle Z_{L1} \right)^{*} \right\}}{\operatorname{Im}\left\{ (j2 \cdot \sqrt{3} \underline{I}_{A2}) \cdot \left(\underline{I}_{BC} \cdot 1 \angle Z_{L1} \right)^{*} \right\}}$$
(3.10)

$$R_{CA} = \frac{\operatorname{Im}\left\{ \underline{V}_{CA} \cdot \left(\underline{I}_{CA} \cdot 1 \angle Z_{L1} \right)^{*} \right\}}{\operatorname{Im}\left\{ (j2 \cdot \sqrt{3} \underline{I}_{B2}) \cdot \left(\underline{I}_{CA} \cdot 1 \angle Z_{L1} \right)^{*} \right\}}$$
(3.11)

sendo: $K_0 = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3Z_{L1}} \Rightarrow K_0 = K_{0M} \angle K_{0A}$

=

Nas equações acima, "Im" denota a parte imaginária do fasor complexo; e "*", o seu conjugado; com $1 \angle Z_{L1}$, que representa um fasor de módulo unitário e de ângulo igual ao ângulo da impedância de sequência positiva da linha. Define-se para as demais grandezas:

 $\underline{V}_{A}, \underline{V}_{B}, \underline{V}_{C}$ fasores das tensões de fase. $\underline{I}_{A}, \underline{I}_{B}, \underline{I}_{C}$ fasores das correntes de fase. = $\underline{V}_{AB}, \underline{V}_{BC}, \underline{V}_{CA} =$ fasores das tensões de linha. $\underline{I}_{AB}, \underline{I}_{BC}, \underline{I}_{CA}$ fasores das correntes de linha. = corrente residual $(3\underline{I}_0 = \underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C)$. I_R = $\underline{I}_{A0}, \underline{I}_{B0}, \underline{I}_{C0}$ fasores das correntes de sequência zero. = $\underline{I}_{A2}, \underline{I}_{B2}, \underline{I}_{C2}$ fasores das correntes de sequência negativa. = Z_{L0} impedância de sequência zero da linha. = Z_{L1} impedância de sequência positiva da linha. = K_0 fator de compensação de sequência zero. =

Assim, a lógica FIDS produz as saídas FSA, FSB e FSC ([37]) mostradas na Figura 3.6, uma representação expressa em diagrama de blocos do Simulink. As saídas de cada uma destas linhas resultam em sinais de bloqueio para os elementos de distância de terra selecionados, bem como para os elementos de distância de fase selecionados, dependendo da diferença do ângulo de fase entre as correntes de sequência negativa e de sequência zero, conforme discutido acima.



Figura 3.6 – Lógica de identificação e seleção de falta.

Observa-se que, quando a diferença de ângulo de fase está situada nos setores de 30° a 60° e -30° a -60°, os elementos de distância BG e CG e os elementos de distância AB e CA são bloqueados se a resistência aparente R_{AG} é menor que a resistência fase-fase do predeterminado elemento fase-fase. Quando a diferença de ângulo de fase está situada nos setores de 60° a 90° e 150° a 180°, os elementos de distância AG e CG e os elementos de distância AB e BC são bloqueados se a resistência aparente R_{BG} é menor que a resistência fase-fase do predeterminado elemento fase-fase. Quando a diferença de ângulo de fase está situada nos setores de 60° a 90° e 150° a 180°, os elementos de distância AG e CG e os elementos de distância AB e BC são bloqueados se a resistência aparente R_{BG} é menor que a resistência fase-fase do predeterminado elemento fase-fase. Quando a diferença de ângulo de fase está situada nos setores de 180° a 210°
e 270° a 300°, os elementos de distância AG e BG e os elementos de distância BC e CA são bloqueados se a resistência aparente R_{CG} é menor que a resistência fase-fase do predeterminado elemento fase-fase. Quando a diferença de ângulo de fase está situada no setor de 0°±30°, os elementos de distância BG e CG e os elementos de distância AB e CA são bloqueados; quando a diferença de ângulo de fase está situada no setor de 120°±30°, os elementos de distância AG e CG e os elementos de distância AB e BC são bloqueados; quando a diferença de ângulo de fase está situada no setor de 240°±30°, os elementos de distância AG e BG e os elementos de distância BC e CA são bloqueados. A Tabela 3.1 sintetiza quais elementos de distância de terra e de distância de fase são habilitados e bloqueados pelas saídas FSA, FSB e FSC da lógica de identificação e seleção de falta, conforme as equações lógicas (3.1), (3.2) e (3.3) são processadas.

Equação	Elementos de distância	
	Habilitação	Bloqueio
(3.1)	AG e BC	BG, CG, AB e CA
(3.2)	BG e CA	AG, CG, AB e BC
(3.3)	CG e AB	AG, BG, BC e CA

Tabela 3.1 – Lógica de identificação e seleção de falta por comparação de fase.

3.1.2. Elemento de distância de terra quadrilateral

A característica quadrilateral ou reatância pode ser obtida através de um comparador de ângulo de fase do tipo seno ([38]-[39]). Este comparador mede o ângulo entre os sinais de operação (\underline{S}_{OP}) e polarização (\underline{S}_{POL}). As grandezas que definem a característica de operação deste comparador de ângulo de fase são descritas pelas seguintes equações:

$$\underline{S}_{OP} = r \cdot Z_{L1} \cdot \underline{I} - \underline{V}$$
(3.12)

$$\underline{S}_{POL} = \underline{I}_{P} \tag{3.13}$$

$$Q = \operatorname{Im}\left\{\underline{S}_{OP} \cdot \underline{S}_{POL}^{*}\right\}$$
(3.14)

Assumindo que a falta está localizada na fase A, tem-se que:

 \underline{V} = tensão medida (\underline{V}_A).

- \underline{I} = corrente medida compensada $(\underline{I}_A + K_0 \underline{I}_R)$.
- Z_{L1} = impedância de sequência positiva da linha.
- r = alcance em p.u. da impedância réplica.
- \underline{I}_P = corrente de polarização (\underline{I}_R).

A corrente de polarização, \underline{I}_P , selecionada é a corrente residual ($\underline{I}_R = 3\underline{I}_0$). O torque deste comparador é definido pela equação (3.14), tal que quando: Q < 0, representa a área acima da linha com alcance r.X; Q = 0, representa o ponto de balanço; Q > 0, representa a área abaixo da linha de alcance r.X. A Figura 3.7 mostra a relação de fase entre as grandezas de operação e polarização do comparador de fase do tipo seno ([38]).



Figura 3.7 – Comparador de ângulo de fase do tipo seno ([38]).

A condição de operação é, então, representada matematicamente através da seguinte equação:

$$\operatorname{Im}\left\{ \left(r \cdot Z_{L1} \cdot \underline{I} - \underline{V} \right) \cdot \underline{I}_{P}^{*} \right\} \ge 0$$
(3.15)

O relé detectará uma falta, se a impedância calculada (Z_R) for menor ou igual à impedância ajustada para uma determinada zona de proteção $(r.|Z_{L1}|)$. O termo $r.|Z_{L1}|$ é isolado a fim de expressar a condição de operação do relé:

$$r \cdot \left| Z_{L1} \right| \ge Z_R = \frac{\operatorname{Im} \left\{ \underline{V} \cdot \underline{I}_P^* \right\}}{\operatorname{Im} \left\{ 1 \angle Z_{L1} \cdot \underline{I} \cdot \underline{I}_P^* \right\}}$$
(3.16)

Quando o sistema é homogêneo ou radial, a queda de tensão através da resistência de falta é puramente resistiva e em fase com a corrente de polarização, conforme mostra a Figura 3.8. O termo $R_{F}I_{F}$ é efetivamente removido do elemento de medição de reatância.



Figura 3.8 – Diagrama fasorial para uma falta resistiva em um sistema homogêneo ([36]).

Quando o sistema não é homogêneo, a queda de tensão através da resistência de falta não está em fase com corrente de polarização. A Figura 3.9 ilustra os fasores de tensão para uma falta resistiva em um sistema não homogêneo. Em um sistema não homogêneo, a queda de tensão através da resistência de falta inclui ambos os termos real e imaginário. A parte imaginária pode causar sobrealcance ou subalcance ao elemento de reatância. O erro introduzido na medição pelo elemento de reatância é definido por $|A| \angle T$. Se \underline{I}_F está adiantado de \underline{I}_R ocorre subalcance; se \underline{I}_F está atrasado de \underline{I}_R ocorre sobrealcance.



Figura 3.9 – Diagrama fasorial para uma falta resistiva em um sistema não homogêneo ([36]).

A compensação da não homogeneidade do sistema é obtida através da multiplicação fasorial da corrente de polarização, \underline{I}_P , por $|A| \angle T$ e fazendo |A| unitário, tal que o argumento $\angle T$ é o argumento resultante da divisão entre o fasor da corrente de sequência zero total (\underline{IT}_0), no ponto de falta, pelo fasor da corrente de sequência zero de contribuição (\underline{IC}_0) medida pelo elemento de reatância, de acordo com a equação (3.17).

$$|A| \angle T = \frac{\underline{IT}_0}{\underline{IC}_0} \tag{3.17}$$

Após a compensação da não homogeneidade do sistema ter sido considerada no equacionamento da característica quadrilateral, a equação (3.16) é generalizada para as três malhas de medição de impedância (X_{AG} , X_{BG} , X_{CG}) de falta fase-terra:

$$X_{AG} = \frac{\operatorname{Im}\{\underline{V}_{A} \cdot (\underline{I}_{R} \cdot 1 \angle T)^{*}\}}{\operatorname{Im}\{\underline{I} \angle Z_{L1} \cdot (\underline{I}_{A} + K_{0} \underline{I}_{R}) \cdot (\underline{I}_{R} \cdot 1 \angle T)^{*}\}}$$
(3.18)

$$X_{BG} = \frac{\operatorname{Im}\left\{ V_{B} \cdot \left(\underline{I}_{R} \cdot 1 \angle T\right)^{*} \right\}}{\operatorname{Im}\left\{ 1 \angle Z_{L1} \cdot \left(\underline{I}_{B} + K_{0} \underline{I}_{R}\right) \cdot \left(\underline{I}_{R} \cdot 1 \angle T\right)^{*} \right\}}$$
(3.19)

$$X_{CG} = \frac{\operatorname{Im}\left\{ \underline{V}_{C} \cdot \left(\underline{I}_{R} \cdot 1 \angle T \right)^{*} \right\}}{\operatorname{Im}\left\{ 1 \angle Z_{L1} \cdot \left(\underline{I}_{C} + K_{0} \underline{I}_{R} \right) \cdot \left(\underline{I}_{R} \cdot 1 \angle T \right)^{*} \right\}}$$
(3.20)

A Figura 3.2 mostrou que a característica quadrilateral não é inerentemente direcional e, portanto, precisa de um elemento direcional para conferir-lhe direcionalidade. Assim sendo, em adição ao elemento direcional de sequência negativa, 32Q, são utilizados os torques direcionais T_{AG} , T_{BG} e T_{CG} derivados da característica do tipo MHO:

$$T_{AG} = \operatorname{Re}\left\{ \mathbb{I} \angle Z_{L1} \cdot \left(\underline{I}_A + K_0 \underline{I}_R \right) \cdot \underline{V}_{A1}^{*} \right\}$$
(3.21)

$$T_{BG} = \operatorname{Re}\left\{ \mathbb{I} \angle Z_{L1} \cdot \left(\underline{I}_B + K_0 \underline{I}_R \right) \cdot \underline{V}_{B1}^{*} \right\}$$
(3.22)

$$T_{CG} = \operatorname{Re}\left\{ \mathbb{I} \angle Z_{L1} \cdot \left(\underline{I}_{C} + K_{0} \underline{I}_{R} \right) \cdot \underline{V}_{C1}^{*} \right\}$$
(3.23)

tal que V_{AI} , V_{BI} e V_{CI} são componentes de sequência positiva das tensões das fases A, B e C, respectivamente.

3.1.3. Modelagem computacional

A Figura 3.10 mostra a representação do relé digital de distância de terra, com as entradas trifásicas de tensão e corrente, e as saídas de disparo da zona 1 (TRIP Z1), da zona 2 (TRIP Z2) e da zona 3 (TRIP Z3). A zona 1, direcional à frente, é ajustada para alcançar 80% da impedância de sequência positiva da linha, com uma temporização instantânea ([29]-[31]). O alcance reduzido da zona 1 considera o erro de medição devido à classe de exatidão dos TCs e TPs e o erro devido aos valores calculados para os parâmetros elétricos da linha (impedâncias de sequência positiva e zero), uma vez que não é possível medir com exatidão a impedância de uma falta localizada a 100% do comprimento da linha. Assim, evita-se que a zona 1 atue para uma falta fora da linha. A zona 2, direcional à frente, é ajustada para alcançar, no mínimo, 120% da impedância de sequência positiva da linha, com uma temporização em torno de 0,30 a 0,50 segundo, a fim de assegurar seletividade com a zona 1 das proteções das linhas adjacentes ao terminal remoto ([29]-[31]). A zona 3, direcional reversa, é ajustada em 125% do sobrealcance atribuído à zona 2 do terminal remoto, com uma temporização em torno de 1,50 a 2,00 segundos, de modo a assegurar tanto proteção de retaguarda da barra local quanto satisfazer os critérios de ajustes dos esquemas de teleproteção de sobrealcance permissivo ([29]-[31]).

Figura 3.10 – Representação do relé digital de distância de terra.

Os ajustes dos elementos de distância de terra do tipo quadrilateral, conforme mostra a máscara de ajustes da Figura 3.11, são os seguintes: KOM (módulo do fator de compensação de sequência zero), KOA (argumento do fator de compensação de sequência zero), TANG (argumento do fator de compensação de não homogeneidade), XG1 (impedância do elemento de

zona 1), XG2 (impedância do elemento de zona 2), XG3 (impedância do elemento de zona 3), RG1 (resistência do elemento de zona 1), RG2 (resistência do elemento de zona 2), RG3 (resistência do elemento de zona 3), TZ1 (temporização da zona 1), TZ2 (temporização da zona 2) e TZ3 (temporização da zona 3). Os demais ajustes são os mesmos do modelo do relé de sobrecorrente direcional da biblioteca PROTECTIONLIB ([20]), pois o modelo do relé de distância de terra também utiliza os elementos direcionais polarizados por tensão de sequência negativa ([40]). Os elementos de supervisão de sobrecorrente de fase e de terra possuem um ajuste fixo de 0,5 A, inerente às características do relé de distância comercial de corrente nominal igual a 5 A.

RELE 21N (mask)	
arameters	
RTC	
160	
RTP	
1200	
Z1ANG (Grau)	
72.7	
Z2F (Ohm)	
-0.10	
Z2R (Ohm)	
0.10	
50QFP (A)	
0.50	
50QRP (A)	
0.50	
a2	
0.10	
k2	
0.20	
kOM	
0.912	
k0A (Grau)	
4.82	
TANG (Grau)	
0	
XG1 (Ohm)	
1.60	
XG2 (Ohm)	
2.81	
XG3 (Ohm)	
1.20	
RG1 (Ohm)	
[4.00	
RG2 (Ohm)	
le.oo	
RG3 (Ohm)	
16.00	
1∠1 (s)	
122 (s)	
123 (s)	
12.00	

Figura 3.11 – Máscara de ajustes do relé digital de distância de terra.

A Figura 3.12 apresenta o diagrama de blocos do relé digital de distância de terra. Os sinais de tensão e corrente são escalonados e filtrados por filtros *anti-aliasing* ([41]). Os sinais filtrados são processados no subsistema 32QG, para a composição do elemento direcional de sequência negativa, e no subsistema PHCAL, para a extração dos fasores das tensões e correntes de fase e corrente residual. No subsistema ZM, que é mostrado na Figura 3.13, são processadas as

magnitudes das impedâncias das malhas de falta fase-terra, descritas pelas equações (3.6) a (3.11) e (3.18) a (3.20), e gerados os sinais de atuação de cada uma das zonas de proteção.



Figura 3.12 – Diagrama de blocos do relé digital de distância de terra.



Figura 3.13 – Diagrama de blocos do subsistema ZM.

O cálculo das magnitudes das impedâncias de malha é processado no subsistema XG. A lógica de decisão de atuação é processada no subsistema Z1G, para a zona 1, no subsistema Z2G, para a zona 2, e no subsistema Z3G, para a zona 3. Basicamente, cada um destes subsistemas

possui a mesma configuração lógica, salvo quanto aos parâmetros relativos aos ajustes e direcionalidade. No subsistema FIDS, é processada a lógica de identificação e seleção de falta que foi mostrada na Figura 3.6. No diagrama de blocos do subsistema Z1G, conforme mostra a Figura 3.14, estão os comparadores de supervisão de sobrecorrente que comparam as magnitudes das correntes das fases (IA, IB, IC) e residual (IR) com o valor de referência de 0,5 A. As saídas dos comparadores, juntamente com a decisão de seleção de fase defeituosa da lógica FIDS (FSA, FSB, FSC), habilitam os subsistemas TA1, TB1 e TC1, responsáveis por gerar os sinais de disparo referentes às fases A, B e C, respectivamente.



Figura 3.14 – Diagrama de blocos do subsistema Z1G.

A Figura 3.15 mostra em detalhes os blocos que compõem o subsistema TA1 da fase A. A característica quadrilateral é obtida através da comparação da impedância de falta (X_{AG}) e da resistência de falta (R_{AG}) calculadas com os valores de ajustes XG1 e RG1. A entrada DIR recebe a confirmação de direcionalidade à frente (DIRF) do subsistema 32QG, sendo que a decisão direcional é reforçada pela adição de um torque adicional (T_{AG}). Se todas as condições forem satisfeitas, é enviado um nível lógico alto para o subsistema "*Latch*". As mesmas comparações também se aplicam aos subsistemas TB1 e TC1.



Figura 3.15 – Diagrama de blocos do subsistema TA1.

A alta velocidade de atuação da zona 1 pode gerar um falso disparo, em razão de transitórios numéricos e variações bruscas de estados, enquanto as saídas do elemento direcional de sequência negativa decidem pela direção da falta e enquanto as variáveis lógicas não estiverem completamente estabilizadas. Portanto, de acordo com a Figura 3.16, é preciso que um sinal de disparo permaneça em nível lógico alto por 1/4 de ciclo, para que o disparo seja declarado válido. O sinal de disparo, uma vez declarado válido, ainda pode ser temporizado, caso a aplicação necessite, através do temporizador TZ1 mostrado na Figura 3.12.



Figura 3.16 – Diagrama de blocos do subsistema "Latch".

A estrutura de blocos do subsistema Z2G é idêntica ao do subsistema Z1G, exceto pelos valores de ajustes XG2 e RG2, que definem os alcances dos elementos de zona 2. As saídas dos subsistemas TA2, TB2 e TC2, responsáveis por gerar os sinais de disparo referentes às fases A, B e C, também passam por um subsistema *"Latch"* e um temporizador TZ2, para ajuste do tempo de atuação da zona 2. Assim como os subsistemas Z1G e Z2G, o subsistema Z3G conserva a mesma estrutura destes subsistemas. A diferenciação se deve a uma entrada direcional reversa (DIRR), uma vez que a zona 3 somente deve operar para faltas atrás do relé, ou seja, faltas localizadas no terceiro e quarto quadrantes do plano de impedância complexa, e a maneira como os comparadores de impedância de falta são dispostos nos subsistemas TA3, TB3 e TC3, conforme mostrados na Figura 3.17. A saída de disparo dos elementos de distância da zona 3 é temporizada através do temporizador TZ3.



Figura 3.17 – Diagrama de blocos do subsistema Z3G.

3.1.4. Validação do modelo de relé de distância de terra

A seguir serão apresentados os resultados da validação do modelo de relé de distância de terra. A validação consiste em comparar as impedâncias medidas pelo modelo e por um relé de distância comercial, sendo que ambos os relés, o comercial e o modelo, foram parametrizados com os mesmos ajustes e submetidos às mesmas condições de falta. A metodologia adotada consiste em gerar arquivos de faltas COMTRADE ([42]) com o programa ASPEN OneLiner ([43]) e aplicá-los no modelo, a fim de avaliar a precisão do cálculo da impedância de falta; em seguida, serão aplicados arquivos de faltas COMTRADE registrados pelo relé comercial, durante faltas reais em uma linha de transmissão em 138 kV. Tanto os arquivos gerados quanto os coletados, se referem ao mesmo circuito. O ASPEN OneLiner ([43]) é um pacote computacional que trabalha com uma base gráfica do sistema de transmissão em que estão disponíveis os principais modelos de equipamentos de potência (linhas, transformadores, reatores, capacitores, chaves, etc.). A ferramenta oferece ao usuário uma biblioteca com uma vasta gama de modelos de relés e dispositivos de proteção. O usuário ainda pode verificar graficamente o tempo de atuação dos relés de proteção após especificar os tipos de faltas e as contingências a serem simuladas.

Os passos para a utilização do programa ASPEN OneLiner são os seguintes:

- Escolhe-se o ponto de aplicação da falta, podendo ser uma barra ou um dispositivo de proteção que é identificado por um pequeno retângulo. Os dispositivos de proteção devem ser previamente selecionados da biblioteca e alocados em cada ponto de instalação;
- Escolhido o ponto de aplicação da falta, escolhe-se o tipo de falta: trifásica, bifásica, bifásica-terra ou fase-terra, com ou sem resistência de falta (R_F);
- O programa calcula as correntes nos circuitos e tensões nas barras, mostrando-as no diagrama unifilar da rede e armazenando-as na memória para uso posterior por outros aplicativos;
- O usuário, então, seleciona a proteção de distância de terra e solicita a impressão da característica de operação no plano de impedância complexa. O programa exibe junto com a característica de operação os ajustes parametrizados e a impedância de falta calculada para cada uma das fases.

3.1.4.1. Sistema teste

A Figura 3.18 apresenta a rede elétrica utilizada para validação do relé de distância de terra. As barras são nomeadas, numeradas e classificadas pela tensão nominal operativa. As barras YCE 13,8 kV (2357) e YCZ_13,8 kV (1252) são barras onde estão alocadas geração distribuída. As barras IGU 138 kV (1125) e ARA 138 kV (1122) são terminais de linha com representação de equivalentes externos do sistema interligado nacional. As impedâncias mostradas acima das linhas, dos transformadores e geradores, são impedâncias de sequência positiva e zero, expressas em p.u., na base de 100 MVA. Os pequenos retângulos representam os disjuntores, onde são inseridos dispositivos de proteção, que delimitam a LT 138 kV IGU – YCZ e a LT 138 kV ARA – YCZ.



Figura 3.18 - Rede elétrica para validação do modelo de relé de distância de terra.

3.1.4.2. Caso teórico – $R_F = 0 \Omega$

Inicialmente, o relé de distância de terra foi inserido no terminal IGU 138 kV (1125), da LT 138 kV IGU – YCZ. Os alcances atribuídos às zonas 1, 2 e 3 seguem a filosofia de ajuste apresentada na subseção 3.1.3. A Figura 3.19 mostra a característica de operação quadrilateral do relé, impressa na forma de um diagrama de impedância complexa, para uma falta fase-terra AG, sem resistência de falta, na barra YCZ 138 kV (1251). Ao lado da característica de operação são mostrados os ajustes parametrizados e as impedâncias de falta (Z_A , Z_B e Z_C) calculadas pelo ASPEN OneLiner. As impedâncias de falta são vistas como pequenos quadradinhos; nota-se que somente o quadradinho representativo da impedância de falta Z_A está situado dentro da característica de operação, dentro do alcance da zona 2. As impedâncias de falta Z_B e Z_C estão, portanto, situadas fora do alcance do relé.



Figura 3.19 – Diagrama de impedância complexa (falta fase-terra AG com $R_F = 0 \Omega$).

A análise estática que o ASPEN OneLiner realiza permite visualizar graficamente se os ajustes que foram propostos possuem alcance suficiente para detectar a falta. Observa-se da característica de operação do relé que a impedância aparente calculada pelo programa é igual a $4,57\angle72,5^{\circ}\Omega$, em valor secundário, para a falta fase-terra AG; todavia, quando esta impedância é referida ao ângulo da linha ajustado no relé, representa de fato $4,55\angle73,4^{\circ}\Omega$, de acordo com o sumário de grandezas anexo aos ajustes da Figura 3.19. A análise dinâmica do comportamento do modelo de relé de distância de terra consiste em gerar arquivos COMTRADE, com as faltas a serem simuladas, segundo o plano de testes da Figura 3.20.

lest File Format	
COMTRADE 10.00 kHz	Change
Relay Quantities	
1. IGU-USC-21N@ 1125 IGU 138 kV - 1124 T#YCE 138 kV 1 L	ter and the second s
CT@Terminal, connected Y-Y Ratio=160:1 PT@Bus side R	latio=1200:1 Load=100 Amps PF=1(lag
Analog channels: va,vb,vc,la,lb,lc	
Add Edit Remove Clear All	Save Loa
Internet burness burness burness burness	and a second second
est Plan	
MARINA TO STAR	
6 cycles: NO FAULT	
40 cycles: FAULT	
Bus Fault on: 1251 YCZ 138. kV 1LG Type=A	
6 CYCIES: UPEN BREAKEN	
Add new step 💌 Edit Remove Clear All	Up Down Save Loa
Add new step Edit Remove Clear All	Up Down Save Loa
Add new step Edit Remove Clear All Simulate breaker contact operning at zero crossing of current	Up Down Save Los
Add new step Edit Remove Clear All Smulate breaker contact opening at zero crossing of current Contact openation opening at zero crossing of current	Up Down Save Loa
Add new step Edit Remove Clear All Simulate breaker contact operning at zero crossing of current Save all recorded quantities in single file	Up Down Save Los

Figura 3.20 - Interface do ASPEN OneLiner para geração de arquivos COMTRADE.

Para gerar os arquivos COMTRADE, basta clicar com o botão direito do mouse no símbolo de disjuntor onde foi cadastrado um relé de proteção, clicar em "*Create Test File....*" e preencher o plano de testes mostrado na Figura 3.20. O usuário basicamente adiciona as informações referentes ao relé e escolhe o tipo de falta, o tempo de duração da falta, assim como os tempos de pré-falta e pós-falta. Em seguida, clica-se no botão "*Write Test File*" e escolhe-se o local para salvar os arquivos gerados. No caso da análise dinâmica, escolheu-se o mesmo relé e tipo de falta da análise estática, uma vez que o objetivo da análise é comparar a impedância de falta calculada pelo ASPEN OneLiner com a impedância de falta a ser calculada pelo modelo. A Figura 3.21 apresenta os sinais das tensões e correntes de falta contidos no arquivo COMTRADE obtido com a metodologia descrita acima.



Figura 3.21 – Sinais das tensões e correntes do arquivo COMTRADE (falta fase-terra AG com $R_F = 0 \Omega$).

O processo de aplicação dos sinais em formato COMTRADE no modelo deve envolver uma etapa anterior de conversão de dados para um formato reconhecido pelo MATLAB/Simulink (pré-processamento). Para isso, pode-se utilizar o programa PlotXY, auxiliar de plotagem do programa ATP, que faz a conversão de arquivos com extensão ".cfg" para ".mat". Os arquivos no formato do MATLAB são separados em vetores de tensão e corrente trifásicas, para a posterior aplicação nas entradas de tensão e corrente do modelo, conforme mostra a Figura 3.22. Ressaltase que os ajustes parametrizados na validação do modelo são os mesmos que foram apresentados na Figura 3.19.



Figura 3.22 - Circuito utilizado para validação do modelo de relé de distância de terra.

A Figura 3.23 mostra a excursão da impedância de falta calculada pelo modelo, para cada um dos três elementos de medição, X_{AG} , X_{BG} e X_{CG} . Observa-se que a impedância calculada pelo elemento da fase A, X_{AG} , corresponde exatamente ao valor da impedância obtida com o ASPEN OneLiner, ou seja, 4,55 Ω ; portanto, comprovando a correta aplicação dos algoritmos de cálculo da impedância de falta.



Figura 3.23 – Impedância de falta calculada para falta fase-terra AG com $R_F = 0 \Omega$.

As resistências de falta, R_{AG} , R_{BG} e R_{CG} , calculadas pelo modelo são mostradas na Figura 3.24. A resistência calculada pelo elemento da fase A, R_{AG} , apresenta um valor de 0,1362 Ω , praticamente idêntico ao valor de 0,1380 Ω obtido com o ASPEN OneLiner; logo, validando a metodologia de cálculo aplicada, uma vez que a falta fase-terra foi simulada com resistência de falta nula. Vale ressaltar que as resistências de falta R_{BG} e R_{CG} representam valores aparentes e não são considerados pela lógica de decisão de disparo, pois somente a fase A foi envolvida na falta, ainda que com resistência nula. A lógica de identificação e seleção de falta (FIDS) se encarrega de bloquear os elementos de distância das fases B e C e, portanto, o processamento da lógica de disparo que seria realizado para estas fases.



Figura 3.24 – Resistência de falta calculada para falta fase-terra AG com $R_F = 0 \Omega$.

Não obstante, as impedâncias calculadas pelos elementos das fases B e C, X_{BG} e X_{CG} , também são as mesmas calculadas pelo ASPEN OneLiner. O sinal negativo indica que as impedâncias aparentes estão situadas fora do primeiro quadrante, mais especificamente no quarto quadrante, para o elemento X_{BG} , e no terceiro quadrante, para o elemento X_{CG} . Ainda que estas impedâncias sejam numericamente inferiores ao valor de ajuste XG2, somente o elemento X_{AG} é habilitado pela lógica de identificação e seleção de falta, conforme mostra a Figura 3.25. Nota-se que o sinal FSA vai para nível lógico alto, enquanto os sinais FSB e FSC permanecem em nível lógico baixo, pois, conforme foi mencionada, somente a fase A foi envolvida na falta. Os sinais FSB e FSC são posteriormente negados, passando para nível lógico alto, para habilitarem o elemento de distância de fase BC, de acordo com a lógica de identificação e seleção de falta descrita na Tabela 3.1.



Figura 3.25 – Sinais da lógica FIDS (falta fase-terra AG com $R_F = 0 \Omega$).

Em complemento à lógica de identificação e seleção de falta e ao elemento direcional de sequência negativa, foram incorporados torques direcionais para segurança adicional quanto à declaração de direcionalidade da falta, conforme apresenta a Figura 3.26. Vê-se que somente o torque T_{AG} , associado à fase A, apresenta sinal positivo, enquanto os torques T_{BG} e T_{CG} , associados às fases B e C, respectivamente, possuem sinal negativo. Assim, é conveniente utilizar a polaridade positiva do torque T_{AG} para liberar o elemento de distância da fase A e a polaridade negativa dos torques T_{BG} e T_{CG} para bloquear os elementos de distância das outras duas fases.



Figura 3.26 – Torque direcional calculado para falta fase-terra AG com $R_F = 0 \Omega$.

A comparação dos valores calculados para a impedância e resistência de falta (X_{AG} e R_{AG}), com os ajustes previamente definidos (XG2 e RG2), resulta na detecção de falta pelo elemento de zona 2 da fase A, pois a falta foi aplicada no terminal remoto, dentro do alcance da zona 2. A Figura 3.27 mostra que a saída de disparo da zona 2 (TRIP Z2) é ativada em t = 618,7 ms, para a falta aplicada em t = 100 ms. Conclui-se, portanto, que o modelo de relé de distância de terra atuou em 518,7 ms; logo, 18,7 ms maior que a temporização ajustada de 500 ms. Esta diferença se deve ao tempo gasto pelo algoritmo modelado processar a falta e decidir pela atuação.



Figura 3.27 – Sinais da lógica de TRIP (falta fase-terra AG com $R_F = 0 \Omega$).

3.1.4.3. Caso teórico – $R_F = 20 \Omega$

O algoritmo de estimação da resistência de falta também deve ser avaliado para valores de resistência que não sejam desprezíveis, conforme analisado na subseção anterior. A Figura 3.28 mostra a característica de operação quadrilateral do relé, mediante visualização do diagrama de impedância complexa, para uma falta fase-terra AG, com resistência de falta igual a 20 Ω , aplicada a 50% da barra IGU 138 kV (1125), da LT 138 kV IGU – YCZ. As impedâncias de falta $(Z_A, Z_B e Z_C)$ calculadas pelo ASPEN OneLiner indicam que a impedância de falta Z_A está situada dentro da característica de operação da zona 1, próxima ao limiar de operação da zona 2. As impedâncias de falta Z_B e Z_C estão situadas fora do alcance do relé. Deve-se observar que o ângulo da impedância de falta Z_A está bastante afastado da reta que representa o ângulo da linha, portanto, sugerindo uma falta com característica resistiva.



Figura 3.28 – Diagrama de impedância complexa (falta fase-terra AG com R_F = 20 Ω).

A Figura 3.29 apresenta os sinais das tensões e correntes de falta contidos no arquivo COMTRADE gerado pelo ASPEN OneLiner, com os registros da falta resistiva, para posterior pós-processamento pelo MATLAB/Simulink.



Figura 3.29 – Sinais das tensões e correntes do arquivo COMTRADE (falta fase-terra AG com R_F = 20 Ω).

A Figura 3.30 mostra a excursão da impedância de falta calculada pelo modelo, para cada um dos três elementos de medição, X_{AG} , X_{BG} e X_{CG} . A impedância calculada pelo elemento da fase A, X_{AG} , apresenta um valor de 2,031 Ω , muito próximo do valor da impedância obtida com o ASPEN OneLiner, ou seja, 2,015 Ω ; portanto, comprovando que o algoritmo estimou com reduzida margem de erro a impedância da falta resistiva.



Figura 3.30 – Impedância de falta calculada para falta fase-terra AG com $R_F = 20 \Omega$.

As resistências de falta, R_{AG} , R_{BG} e R_{CG} , calculadas pelo modelo são mostradas na Figura 3.31. A resistência calculada pelo elemento da fase A, R_{AG} , apresenta um valor de 4,991 Ω , praticamente igual ao valor obtido com o ASPEN OneLiner, 4,993 Ω , validando a metodologia de cálculo aplicada para uma falta com resistência apreciável. As resistências de falta R_{BG} e R_{CG} representam valores aparentes, notadamente a resistência de falta negativa estimada para a fase C; todavia, a lógica de identificação e seleção de falta (FIDS) se encarrega de bloquear os elementos de distância das fases B e C e, assim, todo o processamento da lógica de disparo que seria realizado para estas fases.



Figura 3.31 – Resistência de falta calculada para falta fase-terra AG com R_F = 20 Ω .

A Figura 3.32 mostra que o sinal FSA vai para nível lógico alto, enquanto os sinais FSB e FSC permanecem em nível lógico baixo, pois somente a fase A foi envolvida na falta. Os sinais FSB e FSC são posteriormente negados, passando para nível lógico alto, para habilitarem o elemento de distância de fase BC, de acordo com a lógica de identificação e seleção de falta descrita na Tabela 3.1.



Figura 3.32 – Sinais da lógica FIDS (falta fase-terra AG com $R_F = 20 \Omega$).

Uma avaliação dos torques direcionais, conforme apresenta a Figura 3.33, mostra que tanto o torque T_{AG} , associado à fase A defeituosa, quanto o torque T_{CG} , associado à fase C sã, apresentam sinal positivo. De início, apenas o torque T_{AG} deveria ser positivo, assim como foi observado no caso da falta fase-terra sem resistência de falta; entretanto, ao se considerar a resistência de falta, o torque T_{CG} passou a ser positivo, dando uma falsa indicação de que a fase C também estaria envolvida na falta. Esta falsa indicação pelo torque T_{CG} é inibida pela ação da lógica de identificação e seleção de falta.



Figura 3.33 – Torque direcional calculado para falta fase-terra AG com $R_F = 20 \Omega$.

A comparação dos valores calculados para a impedância e resistência de falta (X_{AG} e R_{AG}), com os ajustes previamente definidos (XG1 e RG1), resulta em disparo pelo elemento de zona 1 da fase A. A Figura 3.34 mostra que a saída de disparo da zona 1 (TRIP Z1) é ativada em t = 117,7 ms, para a falta aplicada em t = 100 ms. Conclui-se, portanto, que o modelo de relé de distância de terra atuou em 17,7 ms, ou seja, 1,0 ms maior que o tempo gasto pelo algoritmo discreto de Fourier de um ciclo em estimar os fasores de tensão e corrente. Evidencia-se que o elemento de zona 2 atuaria, através da saída de disparo TRIP Z2, em 516,7 ms após a aplicação da falta, caso a falta não tivesse sido eliminada pela zona 1, pois a falta também está localizada dentro do alcance da zona 2.



Figura 3.34 – Sinais da lógica de TRIP (falta fase-terra AG com $R_F = 20 \Omega$).

3.1.4.4. Caso real

A etapa seguinte de validação do modelo de relé de distância de terra consiste em aplicar um arquivo de falta COMTRADE de um evento real, capturado por um relé de distância comercial, instalado no terminal IGU 138 kV (1125), da LT 138 kV IGU – YCZ, o mesmo terminal da linha em que foi simulada uma falta fase-terra, sem resistência de falta, no terminal remoto (caso apresentado na subseção 3.1.4.2). A Figura 3.35 apresenta a característica quadrilateral do relé comercial, assim como os ajustes parametrizados. Esta característica também foi cadastrada no ASPEN OneLiner com a finalidade de representar as mesmas condições de ajustes que foram definidas na simulação do caso teórico. Pode-se ver que a característica quadrilateral do relé comercial difere da característica do modelo, quanto à inclinação das retas de alcance resistivo do segundo e quarto quadrantes; todavia, tal diferença não invalida a análise, pois ambos os relés operam segundo o princípio de medição da impedância aparente de falta. Destaca-se, porém, que não se espera encontrar tempos de atuação idênticos, mas avaliar o comportamento do modelo para uma falta real.



Figura 3.35 – Diagrama de impedância complexa para falta fase-terra AG (caso real).

As formas de onda dos sinais de tensão e de corrente, bem como das saídas digitais, do arquivo COMTRADE são mostrados na Figura 3.36. Uma inspeção detalhada dos sinais mostra um aumento na corrente da fase C (canal iC) e na corrente residual (canal iN); a tensão da fase C (canal vC) sofre um discreto afundamento na amplitude. Estas duas condições transitórias, coincidentes com a partida na direção à frente (21 PU forward) do elemento de distância de terra da fase C (21 Pickup ϕ C), caracterizam uma falta fase-terra envolvendo a fase C. A falta tem uma duração de aproximadamente 3½ ciclos, ao fim dos quais ocorre a interrupção da corrente de falta através da abertura dos polos do disjuntor; neste momento, as correntes nas três fases são nulas, conforme mostram os sinais de corrente. O registro de falta também mostra a ativação de canais digitais associados a outras funções de proteção e controle que não foram representadas no modelo de relé de distância de terra, visto que apenas a função 21N está em análise. O sinal de disparo do relé comercial (Relay TRIP ϕ C) é ativado em 12,03 ms, concomitante com o sinal de disparo geral (Relay TRIP), medidos a partir do instante de incidência da falta.



Figura 3.36 - Sinais das tensões e correntes de falta do arquivo COMTRADE (caso real).

O tempo de atuação do relé comercial indica que a falta foi eliminada pela zona 1, o que pode ser visto no diagrama de impedância da Figura 3.37. A trajetória da impedância aparente da fase C (elemento ZL3E, em azul) está situada dentro do alcance da zona 1.



Figura 3.37 – Diagrama de impedância complexa para falta fase-terra CG (caso real).

Assim que a falta permanece dentro do alcance da zona 1, o relé comercial mede uma impedância aparente de 2,40 Ω , em valor secundário, segundo um ângulo de 71,2°. As trajetórias das impedâncias aparentes das fases A (elemento ZL1E, em verde) e B (elemento ZL2E, em magenta) refletem um aspecto teórico muito importante, pois, enquanto a falta não é eliminada, as impedâncias aparentes estão localizadas nos mesmos quadrantes que seriam obtidos com o ASPEN OneLiner, em referência ao diagrama de impedância da Figura 3.19. Observar que a impedância aparente da fase B, ainda que não envolvida na falta, permanece dentro do alcance da zona 3 reversa enquanto a falta não é eliminada; porém, o relé não valida a falta na fase B e a atuação ocorre somente pela zona 1, instantânea. A Figura 3.38 apresenta a resistência de falta medida pelo relé de distância comercial, assim como a localização da falta ao longo da linha ([44]); neste caso, a falta foi localizada a 37,5 km do terminal de IGU, com resistência de falta estimada em 1,20 Ω , em valor primário, e corrente de falta IC igual a 1800 A. A extensão da LT 138 kV IGU – YCZ é igual a 67 km.



Figura 3.38 - Resistência de falta medida pelo relé de distância comercial (caso real).

Ao realimentar o ASPEN OneLiner com as informações da falta fase-terra CG, aplicada a 56% do comprimento da linha (37,52 / 67,0), a partir do terminal IGU, o programa de curtocircuito fornece uma corrente de falta IC igual a 1792 A, conforme mostra a Figura 3.39, muito próxima da corrente de 1800 A medida pelo relé de distância comercial. O erro percentual relativo (0,45%) desprezível demonstra a precisão dos parâmetros da base de dados utilizada pelo ASPEN OneLiner. Ressalta-se, contudo, que a pequena contribuição de curto-circuito (123 A) vinda da barra YCE 138 kV (1192) não é suficiente para induzir erros significativos na estimação da localização da falta, bastante favorecida pela conexão em delta do enrolamento primário do transformador elevador da subestação YCE.



Figura 3.39 - Rede elétrica para validação do modelo de relé de distância de terra (caso real).

Ao se aplicar o arquivo de falta COMTRADE no modelo, a lógica de identificação e seleção de falta responde ativando a saída FSC, indicativa de uma falta fase-terra CG, e desativando as saídas FSA e FSB, uma vez que as fases A e B não estão envolvidas na falta, conforme ilustra a Figura 3.40.



Figura 3.40 – Sinais da lógica FIDS do modelo de relé de distância de terra (caso real).

O gráfico da Figura 3.41 mostra a excursão da resistência de falta R_{CG} , estimada pelo algoritmo do modelo, entre os limites do ajuste de alcance resistivo da zona 1 (± RG1). Enquanto a falta não é eliminada, a resistência de falta se estabiliza em 0,20 Ω , em valor secundário. Esta resistência de falta, em valor primário, representa 1,50 Ω ; logo, muito próxima da resistência de falta que foi medida pelo relé comercial (1,20 Ω). As resistências de falta R_{AG} e R_{BG} , ainda que estimadas pelo modelo, não tem significado prático, pois a lógica de identificação e seleção de falta se encarrega de bloquear os elementos de distância das fases A e B.



Figura 3.41 – Resistência de falta calculada pelo modelo de relé de distância de terra (caso real).

A excursão das impedâncias de falta estimadas pelo modelo pode ser vista na Figura 3.42. As impedâncias de falta X_{AG} e X_{BG} , ainda que inferiores ao valor de ajuste XG1, não são processadas pela lógica de disparo, pois os elementos de distância das fases A e B são bloqueados pela lógica de identificação e seleção de falta, conforme discutido anteriormente. A impedância de falta X_{CG} estimada pela modelo, enquanto a falta não é eliminada, se estabiliza em 2,40 Ω , em valor secundário; logo, idêntica à impedância de falta medida pelo relé de distância comercial. A saída de disparo da zona 1 (TRIP Z1) é ativada quando a comparação das estimativas de resistência de falta e de impedância de falta com os ajustes fixados forem satisfeitas, mediante declaração de direcionalidade e habilitação pelos elementos de supervisão de sobrecorrente de fase e de terra. A medição do tempo de atuação do modelo revela que a zona 1 atuou em 13,5 ms,

contra 12,03 ms do relé de distância comercial, quando ambos, o modelo e o relé comercial, são submetidos ao mesmo registro de falta.



Figura 3.42 – Impedância de falta calculada pelo modelo de relé de distância de terra (caso real).

Conclui-se, portanto, que o erro percentual relativo entre os tempos de atuação do modelo e do relé comercial é igual a 12,2%. Este erro significa que o modelo foi mais "lento" que o relé comercial em detectar e eliminar a falta, porque o modelo utiliza filtro de Fourier de um ciclo, ao passo que o relé comercial possui tanto filtro de Fourier de um ciclo quanto filtro subciclo (inferior a um ciclo), mais rápido que o filtro de um ciclo. O filtro subciclo é selecionado pelo algoritmo de proteção quando faltas são detectadas dentro do alcance de zona 1. Todavia, o modelo além de ter atuado em tempo compatível com a zona 1, inferior a um ciclo, também conseguiu estimar a mesma impedância de falta medida pelo relé comercial.

3.2. Modelagem da Lógica de Fonte Fraca e Eco

3.2.1. Conceituação da lógica de fonte fraca e eco

A lógica mostrada na Figura 3.43 ilustra um método para iniciar o disparo em um terminal com fonte fraca (*weak infeed*) de uma linha de transmissão. Esta lógica é tipicamente integrada à proteção de distância e/ou de sobrecorrente direcional. A lógica mostrada fora da área tracejada representa a lógica convencional usada em esquemas de comparação direcional e permissivo por sobrealcance (POTT). A lógica mostrada dentro da área tracejada representa a lógica suplementar de transmissão de eco e disparo por fonte fraca. O disparo por fonte fraca

requer uma lógica de transmissão de eco para ecoar um disparo permissivo ou desbloquear um sinal de retorno para o terminal da fonte forte.



Figura 3.43 – Lógica de fonte fraca e eco (WI e ECHO) ([45]).

A lógica de eco pode ser usada independente da lógica de disparo por fonte fraca. Por exemplo: a lógica de transmissão de eco pode acelerar o disparo de um terminal de linha quando o disjuntor do terminal remoto estiver aberto; ou para acelerar o disparo do terminal da fonte fraca que ocorreria somente após a abertura do terminal da fonte forte, conhecido na literatura por disparo sequencial. O terminal da fonte fraca, como o termo se refere, é incapaz de fornecer corrente de falta suficiente para operar um relé de distância convencional ou elementos de sobrecorrente direcional para faltas nos trechos da linha protegida ([45]). O sucesso do disparo sequencial requer que o terminal da fonte fraca se torne suficientemente forte para permitir a operação dos relés convencionais; contudo, mesmo os modernos relés digitais não conseguem operar se o terminal da fonte fraca não contribuir com correntes de falta à terra, nos casos em que existir um sistema sem conexão à terra, ou com aterramento de alta impedância, atrás do terminal da fonte fraca. Este problema somente pode ser resolvido com a aplicação da lógica de fonte fraca, no terminal da fonte fraca.

A lógica de fonte fraca requer elementos adicionais de proteção no terminal da fonte fraca para suplementar os elementos de proteção de distância e de sobrecorrente direcional. Um elemento de subtensão de fase (27L), um elemento de sobretensão residual (59N), ou um elemento de sobrecorrente residual sensível (50N) são necessários para detectar uma condição de falta ([45]). Todavia, uma vez que estes elementos também podem operar para faltas internas e

externas, emprega-se um elemento de distância (21) ou de sobrecorrente direcional (67) reversos, a fim de bloquear a transmissão do sinal de eco e disparo para faltas na direção reversa.

A lógica de fonte fraca funciona da seguinte maneira: se os elementos de proteção de alcance reverso não operam e há recepção de sinal permissivo, a porta AND2 produz uma saída para a transmissão de eco, permitindo que o terminal remoto dispare com o mínimo atraso de tempo. Um temporizador com *pickup / dropout* na saída da porta AND2 evita a transmissão de eco. A porta AND2 adicionalmente fornece uma das entradas para a porta AND3, a qual tem uma segunda entrada fornecida pela saída da porta OR3, cujas entradas são ativadas por uma queda da tensão de fase (elemento 27L), ou um aumento da tensão residual (elemento 59N), ou a presença de uma pequena quantidade de corrente de sequência zero (elemento 50N). Se a saída da porta AND3 persistir pelo tempo de *pickup* do temporizador de segurança (TL), tem início o disparo no terminal de linha da fonte fraca.

Se a falta está atrás do terminal da fonte fraca, os elementos de alcance reverso operam para bloquear a transmissão de eco e o disparo por fonte fraca. Os elementos de alcance reverso são exigidos pela lógica de transmissão de eco, mesmo se a lógica de fonte fraca não é utilizada.

Em suma, a saída de disparo da lógica de fonte fraca será ativada quando as três condições ocorrerem simultaneamente:

- a) Um sinal permissivo é recebido do terminal remoto da fonte forte, indicando que uma falta foi detectada pelos elementos de proteção com alcance à frente;
- b) Não há partida dos elementos de proteção com alcance reverso no terminal da fonte fraca, indicando que a falta não está trás do terminal da fonte fraca;
- c) Há uma queda da tensão de fase, ou um aumento da tensão residual, ou uma pequena quantidade de corrente de sequência zero detectada no terminal da fonte fraca, indicando a existência de uma falta.

Algumas vantagens do esquema lógico de fonte fraca e transmissão de eco são as seguintes:

• A confiabilidade do esquema é melhorada porque o disparo é permitido, via característica de eco, em qualquer terminal de linha onde a falta é detectada,

independentemente se os elementos de proteção com alcance à frente nos outros terminais operarem;

- O esquema é seguro, uma vez que não haverá disparo se o canal de comunicação estiver inoperante;
- O esquema fornece uma lógica de disparo rápido nos terminais de fonte fraca da linha, evitando assim disparo sequencial temporizado ou não atuação.

3.2.2. Modelagem computacional

A modelagem computacional da lógica de fonte fraca e eco, mediante representação no ambiente do MATLAB/Simulink, é mostrada na Figura 3.44. A lógica foi adaptada para incluir o modelo de relé de distância de terra, visto que a mesma será aplicada na proteção de linhas de transmissão que possuem uma fonte fraca conectada atrás de um dos terminais de linha; particularmente, na discussão desta tese, quando um gerador distribuído se conectar a um terminal de linha através de um transformador elevador com enrolamento de alta tensão ligado em delta, sendo que as proteções de falta à terra que estiverem voltadas para o terminal da fonte fraca não poderão operar devido à ausência de correntes de sequência zero.



Figura 3.44 – Diagrama de blocos da lógica de fonte fraca e eco.

Ao diagrama de blocos do subsistema do modelo de relé de distância de terra foram acrescentadas duas saídas exigidas pela lógica de fonte fraca e eco: ZOR, saída de disparo da

zona 2, direcional à frente, tomada antes do temporizador TZ2; ZRV, saída de disparo da zona 3, direcional reversa, tomada antes do temporizador TZ3, conforme mostra a Figura 3.45.



Figura 3.45 – Diagrama de blocos do relé digital de distância de terra com adição das saídas ZOR e ZRV.

O elemento de subtensão de fase (27L) e o elemento de sobretensão residual (59N) são funções de proteção do modelo de relé digital de tensão da biblioteca PROTECTIONLIB ([20]). As saídas TRIP 27 e TRIP 59N são conectadas às entradas 27L e 59N, respectivamente, do subsistema WI. O detalhamento do subsistema WI pode ser visto na Figura 3.46, a qual mostra as entradas, as saídas e os temporizadores da lógica de fonte fraca e eco. A recepção do sinal permissivo RX do terminal remoto mais a detecção de falta dentro do alcance da zona 2 local (entrada ZOR) respondem pela ativação da saída OR TRIP (Overreach TRIP), ou seja, disparo local permissivo por sobrealcance, sem temporização intencional. A saída KEY é ativada quando da transmissão do sinal permissivo, ao passo que as saídas ECHO e WI TRIP são ativadas para transmissão do sinal de eco e disparo local pela lógica de fonte fraca. O temporizador "*On/Off Delay3*" foi inserido de modo a prolongar a transmissão do sinal permissivo, a fim de estender a

transmissão do sinal somente quando a saída de disparo comum aos elementos de proteção for acionada. Tal medida assegura a abertura do terminal remoto da linha, mesmo que um curtocircuito tenha sido localmente eliminado pela atuação de zona 1. O temporizador "*On/Off Delay4*" tem a finalidade de reter o sinal de partida da zona 3 reversa, impedindo que uma inversão do sentido da corrente de falta possa gerar um falso disparo pela lógica de fonte fraca e eco. Os demais temporizados são os mesmos que foram descritos na Figura 3.43.



Figura 3.46 – Diagrama de blocos do subsistema WI.

O diagrama de blocos da lógica de fonte fraca e eco, descrito na Figura 3.44, também mostra que as saídas de disparo do relé de distância de terra (21N) e do subsistema WI são agrupadas em uma porta OR para formar uma única saída de TRIP. O biestável (flip-flop) serve para reter o sinal de disparo, com a finalidade de assegurar a completa eliminação da falta; a saída negada (!Q) do biestável e o bloco "*Data Type Conversion*" são necessários para adequar o tipo de dado que é exigido pela entrada "*com*" do bloco de disjuntor trifásico (*Three-Phase Breaker*). As saídas KEY e ECHO são agrupadas por uma porta OR em um único canal de comunicação; o bloco "*Data Type Conversion*" ajusta o tipo de dado esperado pelo bloco "*Transport Delay*". Ressalta-se que esta modelagem não foi validada através da metodologia de
aplicação de registros de faltas, porém os resultados que serão apresentados na subseção 4.1.2.2 evidenciam que os tempos envolvidos na decisão de disparo são muito próximos dos tempos obtidos em sistemas de teleproteção de sistemas elétricos.

3.3. Modelagem do Relé de Tensão Residual com Controle Direcional

3.3.1. Elemento direcional de impedância de sequência zero

Em um sistema com neutro isolado, o neutro não tem contato intencional com a terra, uma vez que o sistema é conectado à terra através das capacitâncias fase-terra. Faltas fase-terra deslocam o neutro, mas deixam as tensões fase-fase intactas. Os dois maiores fatores limitantes da magnitude da corrente de falta são a capacitância fase-terra de sequência zero e a resistência de falta. Visto que as tensões fase-fase não se alteram, os sistemas isolados podem permanecer em operação durante faltas sustentadas; todavia, os equipamentos elétricos de potência devem ser dimensionados para suportar tensões de fase iguais ou maiores que as tensões de linha.

Relés de subtensão ou de sequência zero são utilizados para detectar faltas à terra em sistemas isolados. Este método de detecção de falta não é seletivo e requer a desconexão sequencial ou a abertura dos circuitos para determinar o circuito com defeito. Uma alternativa à desconexão sequencial é a aplicação de um elemento direcional de terra sensível, do tipo medição de potência reativa, utilizando grandezas de sequência zero. Este elemento direcional responde à componente em quadratura da corrente de sequência zero em relação à tensão de sequência zero. Um elemento direcional de torque:

$$T32N = |3\underline{V}_0| \cdot |3\underline{I}_0| \cdot sen(\angle 3\underline{V}_0 - \angle 3\underline{I}_0)$$
(3.24)

sendo:

 $3\underline{I}_0$ = fasor da corrente de sequência zero: $3\underline{I}_0 = \underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C$.

 $3\underline{V}_0$ = fasor da tensão de sequência zero: $3\underline{V}_0 = \underline{V}_A + \underline{V}_B + \underline{V}_C$.

T32N é positivo para faltas na direção à frente e negativo para faltas na direção reversa. Uma alternativa aos elementos direcionais de sequência zero em quadratura são os modernos elementos direcionais de impedância de sequência zero ([46]). A impedância de sequência zero pode ser calculada através da seguinte equação:

$$Z_{0} = \frac{\operatorname{Re}\left\{3\underline{V}_{0} \cdot \left(3\underline{I}_{0} \cdot 1\angle -90^{\circ}\right)^{*}\right\}}{\left|3\underline{I}_{0}\right|^{2}}$$
(3.25)

sendo:

 Z_0 = impedância de sequência zero.

A impedância Z_0 assumirá um valor negativo quando a falta estiver na direção à frente, e positivo quando a falta estiver na direção reversa. O elemento direcional declara uma falta na direção à frente, se o valor da impedância Z_0 for menor que a impedância ZFT; uma falta será declarada na direção reversa, se o valor da impedância Z_0 for maior que a impedância ZRT. As impedâncias ZFT e ZRT são calculadas pelo algoritmo do elemento direcional e definidas através das seguintes equações:

$$ZFT = 0.75 \cdot Z0F - 0.25 \cdot \left| \frac{3\underline{V}_0}{3\underline{I}_0} \right|$$
(3.26)

$$ZRT = 0.75 \cdot Z0R + 0.25 \cdot \left| \frac{3\underline{V}_0}{3\underline{I}_0} \right|$$
(3.27)

em que *ZOF* e *ZOR* são os valores limites das impedâncias de sequência zero na direção à frente e na direção reversa, respectivamente, e que delimitam a região de operação do elemento direcional polarizado por tensão de sequência zero.

3.3.2. Modelagem computacional

A representação do relé direcional polarizado por tensão de sequência zero é mostrada na Figura 3.47. O modelo possui uma entrada de tensão trifásica, Vabc, e uma entrada de corrente trifásica, Iabc, ambas as entradas são vetores extraídos do circuito onde o relé é inserido. A saída DIRF irá para nível lógico alto quando a falta estiver na direção à frente. Quando a falta estiver na direção reversa, a saída DIRR irá para nível lógico alto. As saídas direcionais permanecem em nível lógico baixo se o elemento direcional não reconhece a direção da falta.



Figura 3.47 – Representação do relé direcional de impedância de sequência zero.

A Figura 3.48 mostra a máscara de ajustes do relé, com os campos de entrada dos parâmetros referentes às impedâncias de sequência zero na direção à frente, ZOF, e na direção reversa, ZOR. Os parâmetros 50NFP e 50NRP são ajustes das correntes de operação de sequência zero $(3I_0)$, que definem a sensibilidade de corrente do elemento direcional de impedância de sequência zero, para faltas na direção à frente e na direção reversa. O parâmetro a0N é um fator que representa a razão entre as magnitudes das correntes de sequência zero (I_0) e positiva (I_1) e, portanto, define a sensibilidade do elemento direcional de sequência zero perante correntes desequilibradas.

ELE 67NE (mask)		
arameters		
RTC		
160		
RTP		
1200		
ZOF (Ohm)		
-0.10		
Z0R (Ohm)		
0.10		
50NFP (A)		
0.005		
50NRP (A)		
0.005		
aON		
0.001		

Figura 3.48 – Máscara de ajustes do relé direcional de impedância de sequência zero.

A Figura 3.49 mostra o diagrama de blocos do relé direcional de impedância de sequência zero, com as entradas de tensão e corrente, e as saídas direcionais. O bloco 32N corresponde ao subsistema do elemento direcional de impedância de sequência zero.



Figura 3.49 – Diagrama de blocos do relé direcional de impedância de sequência zero.

As figuras seguintes procuram detalhar o conteúdo do bloco 32N. A Figura 3.50 ilustra a aplicação do bloco "Discrete 3-phase Sequence Analyzer" cuja funcionalidade é extrair o fasor da tensão de sequência zero e os fasores das correntes de sequência zero e positiva, na frequência fundamental de 60 Hz e com frequência de amostragem igual a 960 Hz. O bloco "Discrete 3-phase Sequence Analyzer" originalmente faz parte da biblioteca do SimPowerSystems, e possui uma saída para a magnitude do fasor e outra para o seu ângulo de fase. Contudo, este bloco foi modificado a fim de possibilitar a extração do fasor em sua forma complexa, necessária ao cálculo da impedância de sequência zero. Para isso, foi acrescentada uma saída denominada "Complex". A saída "Complex" está conectada à entrada do estágio que realiza a conversão da variável complexa para magnitude e ângulo de fase.



Figura 3.50 – Diagrama de blocos do subsistema 32N.

Os blocos que compõem o subsistema 50NF/50NR são mostrados na Figura 3.51. A constante NFP está associada ao ajuste 50NFP; a constante NRP, ao ajuste 50NRP. O ganho da entrada 2, representado pelo bloco "*Gain1*", está vinculado ao ajuste a0N. A entrada 1 recebe o módulo da corrente de sequência zero, $|I_0|$, enquanto a entrada 2 recebe o módulo da corrente de sequência positiva, $|I_1|$. A saída 50NF será ativada se o módulo da corrente de sequência zero, $|3I_0|$, for maior que o ajuste 50NFP; o subsistema F32N/R32N é, portanto, habilitado a declarar uma falta na direção à frente; o mesmo ocorre com a saída 50NR, porém a falta será declarada na direção reversa.



Figura 3.51 – Diagrama de blocos do subsistema 50NF/50NR.

O diagrama de blocos do subsistema F32N/R32N é mostrado abaixo, na Figura 3.52.



Figura 3.52 – Diagrama de blocos do subsistema F32N/R32N.

As constantes Z0F e Z0R estão vinculadas aos parâmetros da máscara de ajustes do relé. No bloco "*Embedded MATLAB Function*", são processadas as equações (3.26) e (3.27) que definem os limites de direcionalidade. No bloco Z0, é processado o cálculo da impedância de sequência zero, de acordo com a equação (3.25), quando a entrada 32NE estiver em nível lógico alto. As impedâncias *ZFT* e *ZRT* são comparadas com a impedância Z_0 . Se *ZFT* for maior que Z_0 , o elemento direcional declara uma falta na direção à frente e a saída F32N será ativada. Por outro lado, se a impedância Z_0 for maior que *ZRT*, será declarada uma falta na direção reversa e a saída R32N será ativada. A ativação de ambas as saídas também está condicionada aos sinais 50NF e 50NR vindos do subsistema 50NF/50NR.

A composição do modelo de relé de tensão residual com controle direcional, vista na Figura 3.53, é obtida através da habilitação do relé de tensão residual da PROTECTIONLIB ([20]), mediante controle da "*Enable Port*" do subsistema 59N pela saída DIRF ou DIRR do relé direcional de impedância de sequência zero (67NE). O biestável (flip-flop) retém o sinal da saída de disparo TRIP, de modo a assegurar a completa eliminação da falta; a saída negada (!Q) do biestável e o bloco "*Data Type Conversion*" são necessários para adequar o tipo de dado que é exigido pela entrada "*com*" do bloco de disjuntor trifásico (*Three-Phase Breaker*).



Figura 3.53 – Diagrama de blocos do relé de tensão residual com controle direcional (67NE-59N).

A representação do relé de tensão residual da PROTECTIONLIB ([20]), incluindo a entrada de controle *"Enable Port"*, que integra o subsistema 59N do relé de tensão residual com controle direcional (67NE-59N) é apresentada na Figura 3.54.



Figura 3.54 - Representação do subsistema 59N do relé 67NE-59N.

3.4. Modelagem do Relé Diferencial de Linha

A proteção diferencial pode ser considerada como o esquema natural para proteção de componentes do sistema elétrico de potência. Seu princípio de funcionamento é simples e se constitui, por excelência, numa proteção unitária ou restrita. Seu uso estava limitado a equipamentos e barramentos, pois exige que as correntes de todos os terminais da zona a ser protegida sejam usadas para calcular a corrente diferencial. A aplicação em linhas de transmissão restringia-se àquelas cuja distância entre os terminais permitisse a troca das informações medidas por meio de fio-piloto (pouco confiáveis) ou quando houvesse disponibilidade de canais de micro-ondas (custos mais elevados). Com o advento das fibras óticas instaladas nos cabos pararaios (OPGW), os meios de comunicação tornaram-se mais adequados para aplicação da função

diferencial na proteção das linhas de transmissão. Graças à tecnologia digital, a função diferencial longitudinal (87L) começa a figurar entre as funções integradas nas mais recentes proteções de linhas de transmissão, principalmente nas interligações com geradores distribuídos, uma vez que tais linhas começam a ser construídas com OPGW ([47]). É praticamente certo que a função 87L terá emprego crescente em geração distribuída, por isso, neste capítulo, será apresentada a modelagem do relé diferencial de linha, que possui algoritmos de operação com característica diferencial percentual e no plano alfa (α). Diferentemente dos demais modelos que foram desenvolvidos para o ambiente do MATLAB/Simulink, o modelo de relé diferencial de linha foi desenvolvido para ser utilizado com a interface gráfica do programa ATPDraw, com o objetivo de demonstrar que também é possível estender as técnicas de proteção digital para o ambiente de simulação do programa EMTP/ATP.

3.4.1. Conceituação da proteção diferencial de corrente

Tradicionalmente, a proteção diferencial de linha exige uma conexão metálica contínua, denominada fio-piloto, entre os terminais de linha para a troca de uma réplica da corrente primária. Esquemas tradicionais utilizam transformadores de corrente em cada terminal para derivar uma grandeza monofásica que é função das três correntes de fase. A grandeza de operação do relé diferencial é a adição fasorial das correntes monofásicas de cada terminal, e a grandeza de polarização é a soma aritmética dos módulos destas correntes. Os esquemas de proteção que utilizam fio-piloto são limitados a circuitos com até 30 km de extensão, por causa da impedância do fio-piloto. A proteção diferencial com fio-piloto é susceptível às interferências eletromagnéticas devido ao acoplamento da linha de transmissão com o par metálico do fio-piloto, uma vez que ambos os circuitos compartilham as mesmas estruturas da linha de transmissão; a elevação de potencial em relação à terra, em função de faltas à terra na linha de transmissão, também é causa de interferência. A Figura 3.55 mostra uma linha de transmissão protegida com proteção diferencial de corrente fio-piloto.



Figura 3.55 – Proteção diferencial de corrente fio-piloto ([36]).

Técnicas de modulação de frequência foram introduzidas mais tarde para habilitar os relés fio-piloto convencionais a operarem sobre enlaces de fibra ótica dedicada, com a finalidade de evitar a susceptibilidade às interferências elétricas. Estes sistemas foram um passo à frente no campo da proteção diferencial de corrente para linhas de transmissão. No entanto, uma abordagem totalmente digital explora mais plenamente os benefícios dos modernos sistemas de comunicação digital.

3.4.2. Proteção digital diferencial de corrente

A proteção digital diferencial de corrente compara as correntes do terminal local com as correntes recebidas do terminal de linha remoto, através do canal de comunicação digital, a fim de determinar se a falta está dentro ou fora da zona de proteção. A proteção diferencial oferece proteção instantânea para toda a extensão da linha de transmissão. A função diferencial pode ser implantada em uma base de fase segregada ou em uma base que combina as correntes de sequência; o sistema de fase segregada compara as correntes em uma base por fase e o sistema que combina as correntes de sequência compara um sinal monofásico local e remoto proporcional às correntes de sequência positiva, negativa e zero. A proteção diferencial de corrente combina a informação de fase e magnitude da corrente em uma única comparação, exigindo um canal de comunicação em banda larga para transmitir e receber a informação de corrente do terminal remoto. A proteção diferencial de corrente é, portanto, dependente do canal de comunicação. A disponibilidade de fibra ótica e canais de comunicação digitais permitem que os modernos sistemas diferenciais de corrente troquem tanto valores amostrados de corrente quanto fasores de corrente a taxas de 64 kbits/s.

3.4.3. Canal de comunicação

A transmissão dos sinais de corrente de um terminal para outro impõe à medição diferencial um erro de defasagem aparente entre as correntes, o que requer compensação específica. Tal compensação pode ser feita pela técnica denominada de ping-pong, a qual calcula o atraso de um canal como sendo a metade do tempo de ida e volta do sinal. Esta técnica é acurada em caso de canais simétricos, ou seja, que têm atrasos idênticos em ambos os sentidos. Na hipótese de haver assimetria, o que depende da arquitetura do sistema de telecomunicações, podem surgir atrasos não compensáveis inferiores a 2,0 ms. Para ilustrar o impacto desses atrasos, um erro de 1,5 ms significa uma defasagem aparente de 32,4° na corrente recebida, com efeitos adversos sobre os requisitos de detecção de falta interna e de estabilidade frente às faltas externas. É interessante observar que tais requisitos são facilmente representáveis como regiões finitas no plano α ([47]).

No que tange às configurações complexas de transmissão, pode-se dividir os problemas em três grandes áreas. Nas linhas multicircuitos, o efeito dos acoplamentos magnéticos entre circuitos (impedâncias mútuas) é particularmente adverso à função de distância e deve ser considerado com cautela na aplicação de proteção direcional de sobrecorrente residual; todavia, a função diferencial é imune a este efeito. Nas linhas multiterminais, há soluções de implantação de proteção diferencial nas modalidades mestre-mestre e mestre-escravo, ao passo que a aplicação a linhas com transformadores em derivação pode restringir-se a ter proteção apenas nos terminais fonte. Já para as linhas não homogêneas ou mistas, parte aérea e parte subterrânea, a função diferencial não encontra qualquer dificuldade de aplicação ([47]).

A função diferencial apresenta melhor desempenho que a proteção de distância para diferentes valores de resistência de falta, mesmo quando a proteção de distância é empregada em esquemas de teleproteção baseados em sobrealcance. Por outro lado, a proteção diferencial não chega a ser tão sensível quanto à proteção direcional de sobrecorrente residual, principalmente se esta fizer parte de esquemas de teleproteção baseados em sobrealcance. Para ter ainda maior sensibilidade às faltas resistivas, a proteção diferencial de fase pode ser complementada com unidades de sequência negativa ou zero. Quando implantada com segregação de fase, a proteção diferencial é intrinsecamente adequada à seleção de fase. Isto a torna a função ideal para aplicação em linhas aéreas dotadas de religamento automático monopolar. Mesmo em caso de curto-circuito entre uma fase de uma linha de transmissão com outra fase de linha de nível de

tensão distinto, a proteção diferencial segregada por fase é perfeitamente seletiva e capaz de executar seleção de fase com precisão. Como é inerente a toda proteção unitária ou restrita, a função diferencial não provê proteção de retaguarda remota para faltas nos componentes adjacentes ([47]).

3.4.4. Filtro anti-aliasing

O filtro *anti-aliasing* remove as altas frequências indesejadas do sinal a ser amostrado, limitando a faixa do espectro de frequências para cumprir com o teorema da amostragem de Nyquist. O teorema da amostragem de Nyquist postula que se um sinal contém somente as frequências menores que a frequência de corte (*fc*), então todas as informações contidas no sinal podem ser recuperadas com uma taxa de amostragem de 2*fc*. Para um relé com 16 amostras (960 Hz), o filtro analógico deverá atenuar toda frequência superior a 480 Hz (8^a harmônica). Na prática, usualmente, são empregados filtros com frequência de corte superior a um terço (1/3) da frequência de amostragem ([48]). Um filtro *anti-aliasing* pode ser tanto um filtro passa-baixas ativo quanto passivo. Filtros ativos, os quais usam amplificadores operacionais, possuem uma característica de corte mais acentuada, porém à custa de uma resposta transitória mais lenta. Por esta razão, filtros passivos, tais como um filtro RC de dois ou três estágios, são usados. A equação (3.28) mostra a função de transferência do filtro passa-baixas Butterworth de 3^a ordem, com frequência de corte sintonizada em 360 Hz (-3dB), utilizado como filtro *anti-aliasing* do modelo de relé diferencial de linha.

$$H(s) = \frac{1}{8,641 \cdot 10^{-11} s^3 + 3,909 \cdot 10^{-7} s^2 + 8,842 \cdot 10^{-4} s + 1}$$
(3.28)

3.4.5. Filtro cosseno

O modelo de relé diferencial de linha utiliza uma etapa de filtragem digital baseada no filtro cosseno de ciclo completo. A filtragem digital é responsável pela estimação dos fasores das correntes de linha do terminal local e do terminal remoto. O filtro cosseno tem sido empregado pelos fabricantes de relés como uma alternativa ao filtro de Fourier de um ciclo quando se deseja atenuar os efeitos da componente de corrente contínua contida na corrente de falta ([49]). Uma técnica frequentemente empregada consiste em usar apenas os coeficientes que são gerados pela função cosseno da transformada discreta de Fourier de um ciclo. A Figura 3.56 mostra a resposta em frequência do filtro cosseno em comparação com o filtro de Fourier de um ciclo. Verifica-se

que o filtro cosseno favorece as frequências mais altas e atenua as frequências perto de zero. Esta característica é particularmente útil na filtragem de componente exponencial com decaimento lento. Existe também uma vantagem computacional em eliminar as instruções de multiplicar e acumular associadas com o termo imaginário ([50]). O filtro cosseno também se ajusta à resposta em frequência do filtro de Fourier de um ciclo em 60 Hz, tal que nenhuma compensação na amplitude é necessária. Entretanto, sinais que divergem da frequência fundamental serão mais afetados pela resposta em frequência do filtro cosseno se comparados com o filtro de Fourier de um ciclo. Uma solução é ajustar a taxa de amostragem para ser um número inteiro da frequência fundamental, mediante a medida do período do sinal com um detector de passagem pelo zero.



Figura 3.56 – Resposta em frequência do filtro cosseno.

A técnica empregada pelo filtro cosseno, para extrair o termo real e o termo imaginário do fasor complexo, consiste em fazer a saída mais recente do filtro, o termo real, e a saída atrasada de um quarto de ciclo do período da fundamental, o termo imaginário, conforme mostram as equações (3.29), (3.30) e (3.31). Ambos os termos real e imaginário têm idênticas respostas em frequência.

$$Yc_{n} = \sum_{0}^{N-1} A_{n} X_{n}$$
(3.29)

$$A_n = \left(\frac{2}{N}\right) \cos\left(\frac{2\pi n}{N}\right) \tag{3.30}$$

$$Y_n = Yc_n + jYc_{n-N/4}$$
(3.31)

A Figura 3.57 apresenta as diferenças entre os sinais de saída dos filtros de Fourier (DFT) e cosseno (COS), ambos de um ciclo, com N = 16 amostras por ciclo. O sinal de entrada representa uma corrente senoidal de 60 Hz, com alto conteúdo de corrente contínua, resultante do transitório de energização de um circuito RL. A resposta inicial do filtro de Fourier apresenta um *overshoot*, ao passo que a resposta do filtro cosseno é praticamente plana. Todavia, o custo pago pelo filtro cosseno em rejeitar quase que completamente a componente de corrente contínua é o atraso na resposta, se comparado com o filtro de Fourier. Este atraso, obviamente, reflete no aumento do tempo de eliminação de falta, para faltas próximas ao relé.



Figura 3.57 – Diferenças entre as respostas dos filtros de Fourier e cosseno.

Na modelagem do relé diferencial de linha optou-se em utilizar o filtro cosseno de um ciclo, com N = 16 amostras por ciclo, visto que esta proteção requer um grau adicional de segurança diante de transitórios de manobra, chaveamentos e corrente de carga com elevado conteúdo harmônico.

3.4.6. Característica de operação diferencial percentual

O princípio diferencial percentual, originalmente desenvolvido para a proteção de geradores e transformadores, encontrou aplicação para proteção de linhas curtas com a introdução dos sistemas de comunicação baseados em fio-piloto. Os relés diferenciais percentuais em cada terminal de linha respondem às correntes derivadas da comparação das tensões através do fio-piloto; contudo, este sistema pode ser afetado tanto pela saturação dos TCs, para faltas externas à zona de proteção, quanto pelo erro devido aos desequilíbrios de corrente e diferenças nas RTCs. A introdução de um canal de comunicação digital e a adição de um elemento de restrição torna o relé diferencial percentual praticamente imune aos efeitos citados.

O elemento diferencial percentual compara uma corrente de operação, a corrente diferencial, com uma corrente de restrição. Na equação (3.32), a corrente de operação, I_{OP} , é a magnitude da soma fasorial das correntes dos terminais de linha.

$$I_{OP} = \left| \underline{I}_L + \underline{I}_R \right| \tag{3.32}$$

 I_{OP} é proporcional à corrente de falta para faltas internas e aproxima-se de zero para faltas externas ou condições normais de operação. As alternativas mais comuns para obtenção da corrente de restrição, I_{RT} , são apresentadas nas equações (3.33) a (3.36).

$$I_{RT} = k \left| \underline{I}_L - \underline{I}_R \right| \tag{3.33}$$

$$I_{RT} = k \left(\left| \underline{I}_L \right| + \left| \underline{I}_R \right| \right)$$
(3.34)

$$I_{RT} = Max(|\underline{I}_L|, |\underline{I}_R|)$$
(3.35)

$$I_{RT} = \sqrt{|\underline{I}_L| \cdot |\underline{I}_R| \cdot \cos\theta}$$
(3.36)

onde *k* é um coeficiente constante, geralmente tomado como 1,0 ou 0,5, e θ é o ângulo entre I_L e I_R , as correntes dos terminais de linha. As equações (3.34) e (3.35) são aplicadas a relés diferenciais com mais de dois elementos de restrição. A modelagem do relé diferencial de linha utiliza a equação (3.34), com *k* = 1,0.

A condição de operação da característica diferencial percentual é definida pela equação:

$$I_{OP} \ge K_1 \cdot I_{RT} \tag{3.37}$$

Tal que K_I é um coeficiente constante que representa a inclinação da característica diferencial percentual. Uma corrente mínima de operação, I_{TH} , é acrescentada com a seguinte condição:

$$I_{OP} \ge I_{TH} \tag{3.38}$$

A Figura 3.58 mostra a característica de operação resultante das condições de igualdade das equações (3.37) e (3.38). A característica de operação é limitada pelo ajuste I_{HS} , tal que correntes de operação acima deste ajuste causam disparo instantâneo sem considerar a corrente de restrição e o bloqueio pelo conteúdo harmônico. A lógica de bloqueio harmônico das três fases (*cross-blocking*), implantada no modelo de relé diferencial percentual, adota a componente de segunda harmônica da corrente de operação para bloquear a atuação dos elementos diferenciais.



Figura 3.58 - Característica de operação diferencial percentual ([36]).

Erros relacionados ao desempenho da proteção diferencial podem ser classificados como fixo e de componente proporcional. Os erros de componente fixo ocorrem independentemente da magnitude da corrente primária do sistema, enquanto os erros de componente proporcional são proporcionais à magnitude da corrente primária do sistema. Em geral, a sensibilidade mínima da função diferencial, I_{TH} , é determinada considerando erros de componente fixa, tais como erros de deslocamento (*offset*) e quantização dentro do dispositivo de proteção. O ajuste I_{TH} é também aplicado para acomodar fatores externos, tais como corrente de carregamento da linha (capacitância *shunt*), embora este requisito possa ser eliminado pela implantação de uma função dedicada de compensação de corrente de carregamento. Os modernos relés diferenciais normalmente possuem sensibilidade na faixa de 10% - 20% da corrente nominal. Erros de componente proporcional, tais como erros de medição de corrente introduzidos pelos TCs e erros relacionados à assimetria do canal de comunicação, são acomodados pelo ajuste K_I de inclinação da característica diferencial percentual. Alguns fabricantes introduzem uma segunda inclinação na característica de operação, na região de altos valores de corrente, para acomodar falsas correntes diferenciais causadas pela saturação de TCs que são submetidos às elevadas correntes de curto-circuito. O modelo de relé diferencial de linha adota característica de operação com uma inclinação e corrente nominal I_N = 5 A.

3.4.7. Característica de operação no plano α

As características de elementos de distância e direcionais são frequentemente descritas em qualquer um dos planos de admitância ou impedância complexas. Warrington ([39]) introduz um plano complexo chamado de plano alfa (α) que descreve a relação complexa <u> I_R / I_{L_s} entre a corrente <u> I_R </u> do terminal remoto e a corrente <u> I_L </u> do terminal local, definida por:</u>

$$\frac{\underline{I}_{R}}{\underline{I}_{L}} = a + jb = r.e^{j\theta}$$
(3.39)

onde:

$$a = \frac{|\underline{I}_{R}|}{|\underline{I}_{L}|} \cdot \cos\theta = r \cdot \cos\theta \; ; \; r = \sqrt{a^{2} + b^{2}} \; e \; \theta = \arctan\left(\frac{b}{a}\right)$$

O plano α que descreve a relação complexa de <u>I_R</u> / <u>I_L</u> é mostrada na Figura 3.59.



Figura 3.59 – Plano α da relação complexa de <u>*I*</u>_{*R*} / <u>*I*</u>_{*L*} ([51]).

O plano α é útil para visualizar várias condições de carga e falta no sistema de potência, assim como fontes de erro de medição de corrente. Por exemplo, considere a corrente de carga

circulando do terminal "L" para o terminal "R", na Figura 3.60. Desprezando os efeitos da corrente de carga capacitiva da linha, em condição de regime permanente as magnitudes de $\underline{I}_L e \underline{I}_R$ são iguais, e suas fases estão defasadas de 180°. Portanto: $\underline{I}_R / \underline{I}_L = 1 \angle 180^\circ = -1$.



Figura 3.60 - Correntes terminais em condição de carga ([51]).

A corrente de carga é representada no plano α como um ponto a esquerda da origem, em a = -1, independentemente da magnitude ou do ângulo da corrente de carga. Em condições ideais, a relação de corrente para faltas externas é a mesma que a relação de corrente para condições de carga. A Figura 3.61 mostra áreas de regiões do plano α , ao longo do eixo real do plano α , para condições ideais de falta e carga. Faltas internas com correntes saindo de ambos os terminais de linha para o ponto de falta (*infeed*) tem a > 0; faltas internas com correntes saindo do terminal local e entrando no terminal remoto (*outfeed*), ou vice-versa, tem a < 0 ([36]).



Figura 3.61 – Regiões do plano α para condições ideais de falta e carga ([51]).

Para faltas internas, os ângulos das correntes de fase I_L e I_R dependem dos ângulos das tensões nas barras "R" e "L" e dos ângulos das impedâncias entre as respectivas barras e o ponto de falta. Geralmente, as correntes em ambos os terminais de linha não estarão exatamente em fase para uma falta interna. A Figura 3.62 mostra a modificação nas regiões de falta quando θ varia entre \pm 30°. Observa-se que as regiões correspondentes à carga, faltas externas e faltas internas com *outfeed* permanecem inalteradas. Os erros de ângulo de fase podem ser eliminados quase que totalmente com a utilização de componentes de sequência negativa e zero das correntes da linha, em vez das correntes de fase; no entanto, na modelagem do relé diferencial de linha optou-se em

utilizar as correntes de fase. Os erros introduzidos pela não homogeneidade do sistema podem ser compensados através dos ajustes do relé.



Figura 3.62 – Modificação no plano α devido ao efeito da não homogeneidade das impedâncias do sistema ([51]).

Os atrasos introduzidos pelo canal de comunicação também produzem um deslocamento de fase aparente entre a corrente local e a corrente recebida do terminal remoto. O uso de sinal GPS para sincronizar os intervalos de amostragem dos relés de todos os terminais é uma solução para este problema. A amostragem sincronizada permite a estimação de fasores com uma mesma referência angular, quer seja atribuindo uma estampa de tempo ou um índice de amostragem ao fasor calculado que será transmitido ao outro terminal de linha ([36]). Contudo, a aplicação da técnica de amostragem sincronizada implica no custo adicional dos receptores GPS. Os sistemas de proteção diferencial de linha tipicamente usam amostras não sincronizadas para alinhamento dos fasores calculados. A técnica universal para alinhar os fasores, mediante a medição do atraso de tempo entre os pulsos amostrados de dois locais diferentes, é conhecida como técnica pingpong, conforme discutido na subseção 3.4.3. Uma vez que o atraso entre dois pulsos amostrados tenha sido estabelecido, os dois fasores correspondentes a estes dois pulsos amostrados podem ser alinhados em tempo pela compensação na rotação de um dos fasores. A técnica de ping-pong assume atrasos iguais ou simetria nos canais de comunicação. Assimetrias nos canais de comunicação geram um erro no ângulo de deslocamento de fase, θ , entre os fasores I_L e I_R . A Figura 3.63 mostra o efeito deste erro angular no plano α . Nota-se que a assimetria do canal cria uma expansão angular das regiões de falta ideal e carga apresentadas na Figura 3.62.



Figura 3.63 – Modificação no plano α devido ao efeito da assimetria do canal de comunicação e da não homogeneidade das impedâncias do sistema ([51]).

A Figura 3.64 mostra a representação no plano α de uma nova característica de operação diferencial ([52]) que foi adicionada ao modelo de relé diferencial de linha, em complemento à característica diferencial percentual tradicional. A região de restrição no plano α é a área entre os arcos de dois círculos e duas linhas retas que incluem o ponto a = -1. Dois elementos de comparação de amplitude e um elemento de comparação de fase são necessários para modelar a característica. A comparação de amplitude fornece a parte circular da característica com o ajuste independente R (raio do arco externo) e 1/R (raio do arco interno). A comparação de fase fornece a parte linear da característica e define o ajuste angular α . Este tipo de característica é projetado para se ajustar às diferentes regiões de falta e carga, mostradas na Figura 3.63, e também para acomodar os efeitos de saturação de TCs. A característica é simétrica em relação ao eixo "a", e os raios de ambos os arcos são recíprocos.



Figura 3.64 – Representação de uma nova característica diferencial no plano α ([51]).

A Figura 3.65 mostra o diagrama de blocos do circuito lógico de comparação de fase do elemento diferencial de linha, com característica no plano α , referente aos valores de corrente da fase A. Os circuitos lógicos das fases B e C são semelhantes ao da fase A. Uma explicação detalhada do funcionamento deste circuito lógico é apresentada a seguir, baseada nas informações apresentadas na referência [52]. Referindo-se à Figura 3.65, o comparador **40** ([52]) compara a magnitude da corrente medida da fase A, $|\underline{I}_{AL}|$, no terminal local da linha de transmissão, com um valor de referência, o qual, neste caso, é 10% da corrente nominal secundária. Adotou-se a corrente nominal secundária igual a 5 A. Este valor de referência assegura que a corrente de fase deve ter uma magnitude suficiente para uma medição de ângulo de fase confiável. O comparador **42** realiza a mesma função com respeito ao valor da corrente medida no terminal remoto, obtida através do canal de comunicação do relé do terminal remoto.



Figura 3.65 – Diagrama de blocos do elemento diferencial de linha com característica no plano α ([52]).

A porta AND 44 recebe as saídas dos comparadores 40 e 42, assim como a saída do comparador 46. A função do comparador 46 é habilitar a operação de cálculo do ângulo de fase quando a magnitude da soma fasorial das correntes local e remota, $I_{AL} + I_{AR}$, está acima do valor mínimo de referência. A operação de soma destas correntes é realizada pelo circuito somador 48.

As entradas do comparador **46** são fornecidas pelo circuito somador **48** e por uma referência de corrente, correspondente ao ajuste **87LPP**, que deve ser ajustado acima da máxima corrente de carga capacitiva da linha. A saída da porta AND **44** é aplicada ao circuito **72** de cálculo do ângulo de fase. Conforme mencionado acima, a saída da porta AND **44** é alta quando a saída dos comparadores **40**, **42** e **46** é alta, basicamente indicando que os valores das correntes local e remota são altos o suficiente, tal que seus ângulos podem ser considerados confiáveis para determinação de uma falta. O circuito **72** ([52]) de cálculo do ângulo de fase processa o seguinte cálculo, usando os fasores de corrente da fase A, $I_{AL} e I_{AR}$:

$$\hat{a}ngulo = \frac{Re\left\{\underline{I}_{AR} \cdot \underline{I}_{AL}^{*}\right\}}{\left|\underline{I}_{AR}\right| \cdot \left|\underline{I}_{AL}\right|}$$
(3.40)

O resultado deste cálculo é um valor representativo do ângulo de fase entre a corrente local e a remota. O ângulo calculado tem um valor máximo positivo quando \underline{I}_{AL} e \underline{I}_{AR} estão em fase (diferença angular igual a zero); um valor máximo negativo quando \underline{I}_{AL} e \underline{I}_{AR} estão defasados de 180°; e zero quando \underline{I}_{AL} e \underline{I}_{AR} estão em quadratura (i.e. defasados de ± 90°). O ângulo calculado pelo circuito **72** é aplicado na entrada do comparador **76** ([52]). Neste comparador, o valor do ângulo é comparado com um valor de referência. O valor de referência é o seguinte:

$$\cos\left(180^\circ - \frac{87LA}{2}\right) \tag{3.41}$$

O valor **87LA** corresponde ao ajuste da faixa angular que delimita a região de restrição no plano α , conforme indicada na Figura 3.64. A finalidade do comparador **76** é determinar se o ângulo calculado pela equação (3.40) está dentro da faixa de restrição angular. Se a diferença angular está situada dentro da faixa angular, a saída do comparador **76** será alta, indicando uma possível condição de restrição. O relé restringe a atuação quando a relação de corrente I_{AR} / I_{AL} se mantém dentro da região de restrição, ou quando há insuficiente diferença de corrente; entretanto, atua quando a relação de corrente I_{AR} / I_{AL} se mantém fora da região de restrição e a diferença de corrente está acima do ajuste de referência.

Os valores de corrente dos terminais local e remoto, referentes à corrente da fase A, também são aplicados ao circuito de magnitude **84** ([52]). No circuito de magnitude **84**, os valores absolutos de magnitude das duas correntes, $\underline{I}_L \in \underline{I}_R$, são usados para determinar a relação de magnitude de corrente $\underline{I}_{AR} / \underline{I}_{AL}$. A saída do circuito **84** é aplicada na entrada de dois

comparadores. No comparador **86**, a saída do circuito de magnitude **84** é comparada com o valor de ajuste **87LR**, que representa o raio externo da região de restrição no plano α . Se o valor da relação I_{AR} / I_{AL} é menor que o valor de ajuste, a saída do comparador **86** é alta. Se esta relação é maior que o valor de ajuste, a saída é baixa. A saída do circuito de magnitude **84** também é aplicada ao comparador **90**, onde é comparada com o inverso do valor de ajuste do comparador **86**; este valor de ajuste define o raio interno da região de restrição no plano α . Se o valor da saída do circuito de magnitude **84** é maior que o valor de ajuste, a saída do comparador **90** é alta; ao contrário, a saída é baixa.

A saída dos comparadores **86** e **90** são ambas aplicadas à porta AND **68**, juntamente com a saída do comparador **76** e a saída da porta AND **44**. A saída alta da porta AND **68** ([52]) indica que o valor da relação de corrente está dentro da região de restrição no plano α . Conforme mencionado, a saída da porta AND **68** é alta quando a relação I_{AR} / I_{AL} está situada dentro da região de restrição e as correntes I_{AR} e I_{AL} satisfazem os requisitos de comparação com os valores de referência. A saída da porta AND **68** é aplicada na entrada inversora da porta AND **92**, juntamente com o sinal do comparador **46**. A saída da porta AND **92** será alta somente quando a saída da porta AND **68** for baixa, indicando que a relação I_{AR} / I_{AL} está fora da região de restrição.

A saída da porta AND **68** é então aplicada ao temporizador **112**, ajustado com retardo de tempo de um ciclo e tempo de retenção de um ciclo. O temporizador **112** fornece uma medida contra saturação de TC se, por exemplo, houver saturação de TC seguida da eliminação de uma falta externa em uma linha adjacente, onde o TC de um terminal de linha satura, enquanto o TC do outro terminal não satura. O nível alto na saída da porta AND **68** precisa ser verdadeiro por no mínimo um ciclo e precisa estar presente previamente por no mínimo um ciclo passado para satisfazer os tempos do temporizador **112** ([52]). A saída do temporizador **112** é aplicada em uma das entradas inversoras da porta AND **110**. A outra entrada inversora da porta AND **110** recebe o sinal de bloqueio harmônico da lógica de *cross-blocking* (bloqueio em nível lógico alto), obtido através da filtragem da componente de segunda harmônica da corrente diferencial de linha. A lógica de bloqueio harmônico não consta no artigo da referência [52], mas foi representada no modelo. A saída da porta AND **110** é aplicada na entrada do temporizador **114**. O temporizador **114** pode assumir dois valores possíveis de temporização: duas contagens de tempo ou dezesseis contagens de tempo, com cada contagem igual a 1/16 de ciclo da frequência fundamental do sistema.

A saída do temporizador **114** será alta quando as correntes I_{AR} e I_{AL} estiverem acima dos valores de referência e os TCs tiverem se recuperado suficientemente da saturação. Segurança adicional é fornecida quando a contagem do temporizador **114** é incrementada de duas contagens ou dezesseis contagens. Terminada a contagem de tempo, a saída do temporizador **114** envia um comando de disparo para o disjuntor, indicando a presença de uma relação I_{AR} / I_{AL} fora da região de restrição, com vários critérios de segurança tendo sido satisfeitos.

3.4.8. A rotina MODELS

Os algoritmos de operação com característica diferencial percentual e no plano α , assim como as lógicas de disparo, foram programados através da rotina MODELS ([14]). A interface entre saída de disparo do relé e o comando de abertura do disjuntor foi construída com a rotina TACS ([14]). A rotina TACS foi desenvolvida para a simulação das interações dinâmicas entre sistemas de controle e os componentes das redes elétricas, sendo os controles descritos na forma usual de diagrama de blocos com configurações arbitrárias dos componentes básicos, funções e/ou dispositivos. As equações dos sistemas de controle são resolvidas pela TACS no domínio do tempo por integração implícita, através da regra de integração trapezoidal. A TACS tem sido amplamente utilizada na modelagem de sistemas de corrente contínua, de compensadores estáticos, relés de proteção, sistemas de excitação e regulação de máquinas síncronas, etc. A possibilidade de inclusão de expressões lógicas e algébricas em FORTRAN permite a formulação de algoritmos diversos, seja para a modelagem de componentes ou mesmo para a realização de cálculos.

A rotina MODELS foi desenvolvida por Laurent Dubé, que também é o autor da TACS, e é considerada uma ferramenta de simulação de algoritmos genéricos. Tendo em vista o espaço de tempo entre um desenvolvimento e outro, bem como a própria experiência do autor com a TACS, não há nenhuma dúvida de que MODELS é uma ferramenta moderna que incorpora os últimos conceitos em simulação de sistemas de controle e algoritmos genéricos.

MODELS, assim como a TACS, permite que o usuário do ATP especifique e modifique o valor de parâmetros numéricos e/ou analógicos, para controlar a operação de componentes elétricos do sistema simulado. Entretanto, MODELS apresenta uma série de vantagens em relação à TACS, pois simplifica o trabalho de representação de sistemas complexos através da decomposição em módulos independentes e do uso de algoritmos mais gerais. A rotina MODELS necessita de pelo menos três grupos principais de códigos, iniciados pelas palavras-chave: MODELS, MODEL e USE terminadas por ENDMODELS, ENDMODEL e ENDUSE, respectivamente. As instruções da MODELS são inseridas no ATP exatamente da mesma forma que as instruções da TACS, logo após as instruções miscelâneas, e a instrução ENDMODELS serve para sinalizar o fim da sua utilização. A estrutura básica da MODELS pode ser visualizada na Figura 3.66.

BEGIN NEW DATA CASE Instruções Iniciais do ATP Instruções Opcionais Instruções Miscelâneas Etc. **MODELS** Instruções Iniciais da MODELS MODEL Instruções do Grupo MODEL **ENDMODEL** USE Instruções do Grupo USE **ENDUSE** RECORD Instruções do Grupo RECORD **ENDMODELS**

Figura 3.66 – Principais instruções da MODELS.

Os dois principais grupos de instruções na MODELS são MODEL e USE. O primeiro grupo tem por finalidade a definição da modelagem do componente e o segundo serve para especificar a sua utilização propriamente dita. Os dois grupos são divididos em seções, as quais são iniciadas por códigos que definem os parâmetros do componente e as condições de sua utilização. Enquanto a MODELS estiver ativada pode haver vários grupos de instruções do tipo MODEL-ENDMODEL-USE-ENDUSE. A Figura 3.67 apresenta exemplos de instruções normalmente utilizadas no grupo MODEL. Os códigos DATA, CONST, INIT, etc. são os comandos, declarações e procedimentos, seguidos das informações apropriadas. Algumas das seções são terminadas com a palavra-chave END e outras não. Nem todas as seções precisam ser usadas num modelo específico nem a sequência é importante. A exceção é a seção EXEX, a qual deve vir por último. A palavra-chave MODELS, após as instruções iniciais do ATP, transfere a execução do programa para a rotina MODELS e MODELS e MODEL é utilizada para a especificação dos

canais de *"input*" e de *"output*", normalmente para fontes externas da rede do ATP e/ou sinais entre modelos.

MODEL (nome do modelo) -- comentários DATA -- definição de variáveis -- entrada de valores CONST -- definição de variáveis -- entrada de valores HISTORY -- definição de variáveis -- entrada de valores **DELAY CELLS** -- definição de variáveis -- entrada de valores VAR -- definição de variáveis -- entrada de valores INIT -- definição de variáveis -- entrada de valores **ENDINIT** -- comentários EXEX -- definição do algoritmo do componente **ENDEXEX ENDMODEL**

Figura 3.67 – Instruções do grupo MODEL.

3.4.9. Representação do modelo de relé diferencial de linha no ATPDraw

A representação do modelo de relé diferencial de linha no programa ATPDraw é mostrada na Figura 3.68. O modelo reúne as entradas de corrente provenientes dos terminais local e remoto; e uma saída de disparo que pode ser configurada na MODELS para atuar tanto pelo algoritmo de proteção diferencial percentual quanto pelo algoritmo diferencial no plano α . No Apêndice B, é apresentada a rotina MODELS do modelo de relé diferencial de linha.



Figura 3.68 – Representação do relé diferencial de linha no ATPDraw.

A opção desta tese foi a de representar o modelo de relé diferencial de linha como um único sistema de proteção integrado, em vez de utilizar dois relés, um para cada terminal de linha. Esta forma de representação, além de otimizar a programação, simplifica a montagem do sistema de proteção no ATPDraw. A Figura 3.69 mostra a janela de ajustes do modelo de relé diferencial de linha, com os parâmetros referentes às características percentual e no plano α . O parâmetro TCL corresponde à relação de transformação de corrente, RTC, do terminal local, enquanto o parâmetro TCR corresponde à RCT do terminal remoto. Os ajustes P87LP, P87LA e P87LR são referentes aos parâmetros 87LPP, 87LA e 87LR, respectivamente, da característica diferencial no plano α que foi descrita na Figura 3.65. Os ajustes ITH, K1, IB e IHS são referentes à característica diferencial percentual, apresentada na Figura 3.58. O ajuste PC2 define o percentual de segunda harmônica da lógica de bloqueio harmônico, e o parâmetro HBLEN serve para habilitar ou desabilitar a lógica de bloqueio harmônico. Na aba "Models" da janela de ajustes, deve ser identificado o nome do modelo, DIF87L, conforme é exigido pelas instruções da MODELS. Os parâmetros referentes ao número de amostras do filtro digital tipo cosseno, à corrente nominal secundária e ao atraso de tempo do canal de comunicação são fornecidos através da instrução CONST do grupo MODEL.

DATA	UNIT	VALUE		NODE	PHASE	NAME
TCL		160		IL	ABC	
TCR		160	_	IR	ABC	
P87LP	A	2		DISP	1	
P87LA	Grau	195		TRIP	1	
P87LR		6				
ITH	x IN	0.2				
К1	%	50				
IB	× IN	2				
Сору	Paste entire da	ta grid Reset	Order:	0	Label:	
Comment: IN	1 - 5 0					
Co <u>m</u> ment: If Models Li	h = 5 A brary					Hide

Figura 3.69 – Janela de ajustes do relé diferencial de linha.

Adicionalmente ao modelo do relé diferencial de linha, também foram desenvolvidos os modelos de disjuntor e de TC para uso com o ATPDraw. A Figura 3.70 apresenta o modelo de disjuntor. O modelo de disjuntor incorpora uma entrada de comando de disparo, proveniente da saída do relé diferencial de linha, além dos terminais de entrada e saída trifásicos. Os polos do disjuntor são modelados com três chaves TACS do tipo 13, disponíveis na biblioteca de chaves do ATPDraw, e agrupadas para formar um único grupo de chaves.



Figura 3.70 - Representação de disjuntor no ATPDraw.

Tal qual o modelo de disjuntor, o modelo de TC foi obtido mediante o agrupamento de três transformadores monofásicos, os quais permitem a representação da curva de saturação. A representação do modelo de TC no programa ATPDraw é mostrada na Figura 3.71, observandose a disposição dos terminais de entrada e de saída do enrolamento primário, bem como os terminais do enrolamento secundário. Ao se dar um duplo clique no ícone de TC, uma janela de diálogo é aberta para a introdução dos parâmetros elétricos. A vantagem de empregar o agrupamento é que todos os três transformadores são parametrizados através de uma única janela de diálogo; e, por serem idênticos, são vistos pelo usuário como um único transformador.



Figura 3.71 – Representação de TC no ATPDraw.

Conforme mencionado anteriormente, a conexão do modelo de relé diferencial de linha deve resultar em um esquema inteligível e de fácil manuseio no programa ATPDraw. A Figura 3.72 ilustra a conexão do esquema de proteção diferencial de linha de dois terminais, onde estão dispostos todos os modelos que foram desenvolvidos. Os terminais de linha são representados por geradores equivalentes atrás de uma impedância equivalente de barra. Um modelo de linha de transmissão com parâmetros distribuídos interliga ambos os terminais de linha. A conexão dos enrolamentos secundários dos TCs às entradas de corrente do modelo deve ser interpretada como uma ligação que se dá através do canal de comunicação, uma vez que o modelo agrupa os relés

dos dois terminais de linha, e não através de cabos de corrente que seriam lançados de um terminal ao outro.

A saída de disparo do modelo é conectada a um circuito de retenção de sinal (*latch*) modelado com a TACS. Este circuito é necessário por duas razões: primeira, reter o sinal de disparo (selo), a fim de esperar a completa abertura do disjuntor; segunda, inverter o nível lógico da saída de disparo, pois as chaves TACS do disjuntor mudam de estado fechado para aberto quando um nível lógico baixo é aplicado em suas entradas de controle. A saída de disparo possui um símbolo "M" que indica que a variável esperada pela TACS é proveniente da MODELS. Assim como os sinais de corrente dos TCs, o sinal de disparo também é enviado através do canal de comunicação para os disjuntores dos terminais de linha. O resultado da combinação entre MODELS e TACS fornece uma completa integração de funcionalidades disponíveis no ambiente EMTP/ATP para a modelagem de funções de proteção; todavia, exige por parte do usuário muito mais esforço de desenvolvimento se comparado com o MATLAB/Simulink, visto que este dispõe de ferramentas de depuração e correção de erros que o EMTP/ATP não possui. A experiência em modelagem sugere que os algoritmos mais complexos sejam primeiramente desenvolvidos com o MATLAB/Simulink para, em seguida, serem programados na MODELS.



Figura 3.72 – Esquema de conexão do relé diferencial de linha no ATPDraw.

3.4.10. Validação do modelo de relé diferencial de linha

A validação do modelo de relé diferencial de linha consiste em gerar arquivos de falta em formato COMTRADE com o ASPEN OneLiner, utilizando como referência a rede elétrica da Figura 3.18 e os ajustes da Figura 3.69, para posterior processamento desses arquivos pela MODELS que descreve o modelo DIF87L. O processo de aplicar os sinais em formato COMTRADE no modelo deve envolver uma etapa anterior (pré-processamento) de conversão de dados para um formato reconhecido pelo EMTP/ATP. Para isso, a seguinte ordem de conversão deve ser seguida: (1) converter o arquivo COMTRADE em um arquivo ASCII do tipo ADF (.adf), com o programa auxiliar CONVERTER; este programa manipula os formatos de dados PL4 (.pl4), ADF (.adf), MATLAB (.mat) e COMTRADE (.cfg e .dat); (2) converter o arquivo ADF (.adf) em PL4 (C-LIKE), com o programa auxiliar DAT2PL4, pois o EMTP/ATP exige que os arquivos PL4 (PISA) estejam no formato PL4 (C-LIKE). A montagem do arquivo ATP deve incluir a diretiva de processamento POSTPROCESS PLOT FILE, para processar os arquivos PL4 (C-LIKE), e a diretiva MODELS STAND ALONE, uma vez que as entradas de corrente do modelo receberão sinais provenientes de um arquivo externo, e não da rede elétrica modelada com o ATPDraw.

3.4.10.1. Caso 1: falta trifásica-terra dentro da zona de proteção diferencial

Primeiramente, foi gerado um arquivo COMTRADE referente a uma falta trifásica-terra, sem resistência de falta, aplicada a 50% da barra IGU 138 kV (1125), da LT 138 kV IGU – YCZ. Com a falta trifásica, é possível avaliar simultaneamente o comportamento dos três elementos diferenciais de corrente. A Figura 3.73 mostra os sinais das correntes da fase A, em valores referidos ao secundário, tanto do terminal local (IL1) quanto do terminal remoto (IR1), e as magnitudes IAL e IAR de seus respectivos fasores. As magnitudes das correntes do terminal remoto são compensadas, por meio de uma constante de multiplicação (razão entre TCR e TCL) aplicada às correntes IR[1..3], a fim de prover a compensação da corrente de operação diferencial para diferenças entre as RTCs dos terminais local e remoto. Os sinais de corrente foram obtidos através da metodologia de conversão do arquivo COMTRADE em PL4 (C-LIKE). Os sinais de corrente das outras duas fases não são mostrados, pois possuem a mesma amplitude e magnitude do fasor de corrente da fase A, salvo a defasagem angular. As correntes IL[1..3] e IR[1..3] são vetores das amostras de corrente das fases A, B e C, respectivamente, dos terminais local e

remoto, obtidas durante a etapa de processamento digital de sinal.

Por se tratar de uma simulação estática, em regime permanente, não se verifica a assimetria na forma de onda da corrente de falta devido à componente de corrente contínua; todavia, a representação da falta é bastante precisa para o propósito de validar o modelo. As correntes IL1 e IR1 estão defasadas de 180° durante o regime de pré-falta, mas entram em fase após a aplicação da falta: no ASPEN OneLiner, as tensões nas barras terminais foram ajustadas com o mesmo ângulo de fase. Nota-se que a estimação dos fasores ocorre com certo atraso de tempo, de quase um ciclo e meio, em virtude de os atrasos introduzidos pelo filtro *anti-aliasing*, filtro cosseno e canal de comunicação. Ao canal de comunicação, foi atribuído um atraso de tempo de 10 ms.



Figura 3.73 - Caso 1: sinais das correntes da fase A dos terminais local e remoto.

Ao plotar a corrente de operação (IOPA) em função da corrente de restrição (IRTA), conforme mostra o gráfico da Figura 3.74, verifica-se que a relação entre as duas correntes é constante e igual a 1,0 para a falta dentro da zona de proteção diferencial, pois as correntes IOPA e IRTA são iguais em módulo. Ao ser inserida a característica de operação diferencial percentual (curva em azul), descrita segundo os ajustes definidos para o elemento diferencial percentual, vê-se que a corrente IOPA migra da região de restrição para a região de operação. Esta mudança de região que a corrente IOPA experimenta é interpretada pelo algoritmo de proteção como uma declaração de falta dentro da zona de proteção diferencial. Assim, após a falta ter sido declarada

válida e terem sido satisfeitas todas as condições de disparo, são gerados os sinais de disparo DISPA, DISPB e DISPC, um para cada uma das fases, que podem ser vistos no gráfico da Figura 3.75. Uma inspeção da Figura 3.73 revela que a falta tem início em t = 83 ms, sendo que o sinal de disparo associado ao elemento diferencial da fase A (DISPA) vai para o nível lógico alto em t = 110,0 ms; portanto, resultando em um tempo de atuação igual a 27,0 ms.



Figura 3.74 - Caso 1: corrente de operação em função da corrente de restrição.



Figura 3.75 - Caso 1: sinais de disparo do elemento diferencial percentual.

A validação do algoritmo de proteção diferencial percentual demonstrou a correta operação do modelo para uma falta trifásica-terra aplicada dentro da zona de proteção diferencial. Os tempos de atuação encontrados, inferiores a dois ciclos, estão bastante adequados se comparados às especificações dos fabricantes. Concorrendo paralelamente com o algoritmo de proteção diferencial percentual, o algoritmo de proteção no plano α opera de acordo com a Figura

3.76, na qual se vê a trajetória da relação I_{AR} / I_{AL} neste plano. A relação I_{AR} / I_{AL} é uma representação fasorial no plano complexo (a + jb), tal qual foi vista na Figura 3.64. A variável "b" (eixo imaginário) é plotada em relação à variável "a" (eixo real). Na Figura 3.76, também foi inserida a curva em azul que delimita as regiões de restrição e de operação da característica de operação diferencial, aqui mostrada ampliada próxima à origem do sistema de eixos (0,0). A abertura angular de 195° faz com que a área da região de restrição abranja o primeiro e quarto quadrantes, conforme definido no ajuste P87LA da Figura 3.69.

Durante o regime pré-falta, a relação $\underline{I}_{AR} / \underline{I}_{AL}$ assume valor igual a -1,0, uma vez que ambas as correntes são iguais em módulo, porém defasadas de 180°. Este valor negativo coloca a relação $\underline{I}_{AR} / \underline{I}_{AL}$ na região de restrição da característica diferencial. Assim que a falta é aplicada, a relação $\underline{I}_{AR} / \underline{I}_{AL}$ se desloca para a região de operação, à direita da origem (0,0), onde assume o valor final de 0,80 + j0,007. Tão logo a relação $\underline{I}_{AR} / \underline{I}_{AL}$ entra na região de operação e o ajuste P87LP é superado pela corrente de operação diferencial, tem início uma temporização de dezesseis contagens de tempo para disparo.



Figura 3.76 – Caso 1: trajetória da relação I_{AR} / I_{AL} no plano α .

O sinal de disparo associado ao elemento diferencial da fase A (TRIPA) vai para o nível lógico alto em t = 111,7 ms, para a falta aplicada em t = 83,0 ms; portanto, resulta em um tempo de atuação igual a 28,7 ms, conforme mostra a Figura 3.77. Verifica-se que o tempo de atuação do elemento diferencial no plano α é discretamente superior ao tempo de atuação do elemento

diferencial percentual, ou seja, 1,7 ms.



Figura 3.77 – Caso 1: sinais de disparo do elemento diferencial no plano α .



A simulação envolvendo a aplicação de falta trifásica-terra fora da zona de proteção diferencial é essencial para avaliar se haverá restrição dos elementos diferenciais de corrente, visto que a proteção não deve atuar nesta situação. A simulação consiste em aplicar uma falta trifásica-terra na barra YCZ 138 kV (1251) da Figura 3.18; portanto, fora da zona de proteção diferencial da LT 138 kV IGU – YCZ. A Figura 3.78 mostra os sinais das correntes da fase A, em valores referidos ao secundário, tanto do terminal local (IL1) quanto do terminal remoto (IR1), e as magnitudes IAL e IAR de seus respectivos fasores.



Figura 3.78 - Caso 2: sinais das correntes da fase A dos terminais local e remoto.

Os sinais de corrente também foram obtidos através da metodologia de conversão do

arquivo COMTRADE em PL4 (C-LIKE). Os sinais de corrente das outras duas fases não são mostrados, pois possuem a mesma magnitude do fasor de corrente da fase A, salvo a defasagem angular. Deve-se atentar que as correntes IL1 e IR1 estão defasadas de 180°, após a aplicação da falta, o que evidencia uma falta fora da zona de proteção diferencial. Esta diferença de fase faz com que a magnitude da corrente IOPA seja muito baixa se comparada com a corrente IRTA, conforme mostra o gráfico da Figura 3.79. A corrente IOPA assume um valor de apenas 0,5 A quando o valor da corrente IRTA é de 10 A. Observa-se que a corrente IOPA se mantém abaixo da característica diferencial percentual (curva em azul), portanto, dentro da região de restrição.



Figura 3.79 - Caso 2: corrente de operação em função da corrente de restrição.

Uma análise mais detalhada da Figura 3.79 mostra que se a corrente mínima de operação ITH fosse reduzida para valores inferiores a 0,5 A $(0,1.I_N)$ poderia haver atuação transitória do elemento diferencial enquanto a corrente IOPA atravessa a região de restrição; logo, o ajuste ITH não deve ser tão sensível a ponto de provocar uma atuação incorreta. Como era previsto, as variáveis DISPA, DISPB e DISPC permanecem em nível lógico baixo, e nenhum sinal de disparo é gerado, conforme ilustra a Figura 3.80.



Figura 3.80 - Caso 2: sinais de disparo do elemento diferencial percentual.

A relação $\underline{I}_{AR} / \underline{I}_{AL}$ assume valor igual a -1,0 durante o regime de pré-falta, uma vez que ambas as correntes são iguais em módulo, porém defasadas de 180°. Este valor negativo coloca a relação $\underline{I}_{AR} / \underline{I}_{AL}$ na região de restrição da característica diferencial, de acordo com o gráfico da Figura 3.81. Assim que a falta é aplicada, a relação $\underline{I}_{AR} / \underline{I}_{AL}$ se desloca ainda mais para a região de restrição, à esquerda do ponto (-1,0), onde assume o valor final de -1,121 + j0,023. A parte imaginária da relação $\underline{I}_{AR} / \underline{I}_{AL}$ é tão pequena que sua observação detalhada obrigou omitir a característica diferencial do gráfico. A magnitude da relação $\underline{I}_{AR} / \underline{I}_{AL}$ pode ser resumida ao valor de 1,121, aproximadamente 6,73 vezes o raio interno da característica diferencial (1/6 = 0,167).



Figura 3.81 – Caso 2: trajetória da relação I_{AR} / I_{AL} no plano α .

Uma vez que relação I_{AR} / I_{AL} está situada na região de restrição da característica diferencial no plano α , os sinais de disparo TRIPA, TRIPB e TRIPC permanecem em nível lógico baixo, conforme mostra a Figura 3.82.



Figura 3.82 – Caso 2: sinais de disparo do elemento diferencial no plano α.

3.4.10.3. Caso 3: energização de transformador – bloqueio harmônico

A lógica de bloqueio harmônico desempenha um importante papel na estabilidade da proteção diferencial de linha, pois além de permitir a aplicação de ajustes sensíveis também confere segurança durante a energização de linhas que possuem transformadores de potência conectados nos ramais em derivação. As correntes de magnetização de um transformador de 138/11,95 kV – 15/20/25 MVA são mostradas na Figura 3.83, mediante registros reais obtidos de um arquivo COMTRADE, resultado da atuação da proteção diferencial do equipamento.



Figura 3.83 - Arquivo COMTRADE com os sinais das correntes de magnetização.

O sinal de disparo do elemento diferencial (87-1 TRIP) revelou que a atuação ocorreu porque a lógica de bloqueio harmônico das três fases (*cross-blocking*) não estava habilitada. Em vez disso, foi parametrizado o bloqueio harmônico independente por fase; portanto, somente as fases com conteúdo harmônico acima do valor de ajuste são bloqueadas. As fases com conteúdo
harmônico abaixo do valor de ajuste são liberadas para disparo. A elevada corrente de operação diferencial, sem a devida corrente de compensação do enrolamento secundário (transformador em vazio), colocou o ponto de operação dentro da característica de operação diferencial percentual. Este caso serve para ilustrar que ambas as proteções diferencial de linha e de transformador compartilham dos mesmos problemas de energização, se a lógica de bloqueio harmônico não for adequadamente habilitada.

As simulações que serão apresentadas a seguir consistem em avaliar o comportamento da lógica de bloqueio harmônico do modelo de relé diferencial de linha, seguindo a metodologia que consiste em converter o arquivo COMTRADE da Figura 3.83 em arquivo PL4 (C-LIKE). Assim, é possível validar o modelo com correntes de magnetização reais, sem ter que obtê-las através de simulação com o EMTP/ATP. É importante ressaltar que a aplicação das correntes de magnetização do arquivo COMTRADE deve ser interpretada como a energização de uma linha por um terminal, o terminal local, por exemplo, mantendo-se o terminal remoto aberto e com um transformador dentro da zona da proteção diferencial de linha. Para efeito de análise, as correntes de magnetização serão consideradas as correntes que circularão pelo terminal local, quando a linha for energizada. Os ajustes do modelo de relé diferencial de linha são os seguintes: TCL = 40; TCR = 40; P87LP = 1,0 A; P87LA = 170; P87LR = 5; ITH = 0,2.I_N; K1 = 50%; IB = 2.I_N; IHS = 8.I_N; PC2 = 15%; HBLEN = 1. O parâmetro TCL foi escolhido, por conveniência, igual ao valor da RTC do enrolamento primário do transformador de 138/11,95 kV – 15/20/25 MVA, ao qual estão ligadas as entradas de corrente referente ao lado de alta tensão da proteção diferencial do equipamento.

Os sinais das correntes de magnetização, em valores referidos ao secundário, do terminal local (IL1, IL2 e IL3) podem ser vistos na Figura 3.84. As correntes do terminal remoto (IR1, IR2 e IR3) não são mostradas, uma vez que o terminal remoto está aberto e, portanto, não há circulação de corrente. O processo de amostragem das correntes de magnetização fica evidente, através da observação dos vários níveis discretos que compõem as formas de onda. A frequência de amostragem de 960 Hz, aplicada ao sinal limitado em banda pelo filtro *anti-aliasing*, é capaz de extrair componentes harmônicas de 8^ª ordem (480 Hz); todavia, o projeto do modelo de relé diferencial de linha se limita a extrair a harmônica de 2^ª ordem (120 Hz), mais que suficiente para o propósito de construção da lógica de bloqueio harmônico.



Figura 3.84 - Caso 3: correntes de magnetização, em valores secundários.

O espectro harmônico da corrente de magnetização da fase C, corrente IL3, a corrente de fase que apresentou o maior conteúdo de $2^{\underline{a}}$ harmônica, 33,3% em relação à fundamental, é mostrado no gráfico da Figura 3.85. O espectro harmônico foi obtido para o primeiro ciclo da corrente de magnetização. Observa-se um conteúdo significativo de componente contínua, em torno de 58%, assim como a presença de componentes harmônicas de $3^{\underline{a}}$ ordem (10%) e demais harmônicas pares e ímpares menos significativas.



Figura 3.85 – Caso 3: espectro harmônico da corrente de magnetização da fase C.

Conforme discutido anteriormente, as correntes de magnetização circulam somente pelo terminal local, visto que o terminal remoto está aberto. Assim, as correntes de operação (IOPA,

IOPB e IOPC) são unicamente as magnitudes dos fasores de frequência fundamental extraídos das correntes de magnetização, conforme mostra a Figura 3.86, em valores secundários.



Figura 3.86 – Caso 3: magnitude das correntes de operação na frequência fundamental.

Com referência à característica diferencial percentual, quando se plota uma das correntes de operação em função de sua respectiva corrente de restrição, verifica-se que a relação entre as duas correntes é constante e igual a 1,0, conforme foi mostrado na Figura 3.74. Uma vez que as correntes de operação migram da região de restrição para a região de operação, as correntes de magnetização são interpretadas como falta dentro da zona de proteção diferencial. A condição necessária para a ativação do sinal de disparo comum (DISP) é a superação da corrente mínima de operação (ITH), ajustada em $0,2.I_N = 1,0$ A, por qualquer uma das correntes de operação, condição que é satisfeita pela magnitude das correntes IOPA, IOPB e IOPC, salvo se não houver bloqueio harmônico.

Quando a característica diferencial no plano α é analisada, o ponto de operação definido pela relação I_R / I_L está situado na origem do plano α , na interseção dos eixos real e imaginário, visto que há contribuição de corrente apenas pelo terminal local. Se a corrente de operação diferencial supera o ajuste P87LP, relativo ao parâmetro 87LPP, ajustado em 1,0 A, então, de acordo com a Figura 3.65, a saída do comparador **46** vai para nível lógico alto. Com a saída da porta AND **68** em nível lógico baixo, por causa da ausência da corrente I_R , tem-se as condições necessárias para a ativação do sinal de disparo comum (TRIP), exceto se a entrada inversora da porta AND **110**, associada ao sinal de bloqueio harmônico, for para nível lógico alto.

A lógica de bloqueio harmônico estabelece uma relação percentual entre as magnitudes da componente de segunda harmônica e componente fundamental que estão contidas na corrente de operação diferencial. A Figura 3.87 mostra a magnitude, em valor secundário, das correntes de segunda harmônica (IH2A, IH2B e IH2C) extraídas com o filtro cosseno de um ciclo (16 amostras por ciclo) sintonizado na frequência de 120 Hz. Nota-se que a corrente de operação da fase C é a que apresenta maior magnitude de segunda harmônica (IH2C) durante o transitório de energização, se comparada com as outras fases, o que está de acordo com o gráfico de espectro harmônico mostrado na Figura 3.85. A lógica de bloqueio harmônico verifica se a relação entre a corrente IH2A e a corrente IOPA, para a fase A, por exemplo, está acima do ajuste percentual PC2. As relações entre as correntes IH2B e IOPB, assim como entre IH2C e IOPC, também são comparadas com o ajuste PC2.



Figura 3.87 – Caso 3: magnitude das correntes de operação na frequência de 2^{a} harmônica.

Durante o primeiro ciclo do transitório de energização, foram obtidos os seguintes percentuais de segunda harmônica em relação à fundamental da corrente de operação: 19,5% para a corrente da fase A, 6,6% para a corrente da fase B e 33,3% para a corrente da fase C. Se o bloqueio harmônico operasse de maneira independente para cada elemento diferencial de fase,

certamente o elemento diferencial da fase B operaria, uma vez que o percentual de 6,6% é inferior ao ajuste PC2 de 15% e a corrente IOPB supera o ajuste ITH de 1,0 A. Todavia, como a lógica de bloqueio do modelo de relé diferencial de linha opera bloqueando as três fases ao mesmo tempo, é necessário que o percentual de ajuste PC2 seja superado em apenas uma das fases. Neste caso, tanto a corrente de operação da fase A como a corrente de operação da fase C possuem conteúdo de segunda harmônica suficiente para bloquear a operação dos elementos diferenciais de fase durante a energização da linha. A lógica de bloqueio harmônico retém a saída HBLO em nível lógico alto por um ciclo, tão logo as condições de comparação sejam satisfeitas.

O gráfico da Figura 3.88 mostra a excursão no domínio do tempo da relação percentual entre a componente de segunda harmônica (f2) e a componente fundamental (f1) das correntes de operação, decorridos cinco ciclos do transitório de energização. As relações f2/f1 são designadas de PC2A, PC2B e PC2C, cada qual associada à sua respectiva corrente de fase, e comparadas com o ajuste PC2, ajustado em 15%. A relação PC2C praticamente mantém a saída HBLO em nível lógico alto desde o início do transitório de energização, enquanto as relações PC2A e PC2B oscilam próximas ao limiar do ajuste PC2. Tal comportamento das correntes de magnetização evidencia a necessidade da lógica de bloqueio harmônico em bloquear a atuação das três fases.



Figura 3.88 - Caso 3: excursão da relação percentual f2/f1 das correntes de operação.

3.5. Modelagem do Relé 51V no Programa ANATEM

O programa ANATEM possui uma grande variedade de modelos de relés de proteção, destacando-se o modelo de relé de sobrecorrente para a abertura de circuitos de corrente alternada, que possui uma característica de operação de tempo definido, portanto, independente da magnitude da corrente. Todavia, os relés de sobrecorrente utilizados para proteção de máquinas síncronas e outros equipamentos de potência requerem uma característica de tempo inverso, não disponível na biblioteca de modelos do programa ANATEM. O programa, entretanto, por possuir uma ampla gama de blocos de funções de controle e operadores aritméticos e lógicos, permite o desenvolvimento de diversos tipos de modelos. A construção de um modelo de relé de sobrecorrente de tempo inverso com restrição de tensão (ANSI 51V) mostra que é possível estender a aplicação do programa ANATEM na modelagem de relés. A modelagem por CDU permite que uma dentre várias curvas tempo-corrente definidas nas normas IEC ou IEEE (inversa, muito inversa, extremamente inversa e inversa de tempo longo) sejam escolhidas pelo usuário.

Os relés digitais de sobrecorrente são classificados de acordo com sua característica tempo-corrente, sendo a norma IEC 60255-3 ([53]) a mais aplicada. Nos relés com característica de tempo inverso, o tempo de atuação é inversamente proporcional à corrente. O relé instantâneo é assim denominado porque não introduz temporização intencional quando se atinge o limiar da corrente de disparo. Sua atuação apresenta apenas uma temporização inerente, que depende da tecnologia e da construção do relé. Nos relés digitais de sobrecorrente, o relé com característica de tempo inverso é representado por um ou mais elementos de tempo inverso; o relé instantâneo, por um ou mais elementos instantâneos; o relé de tempo definido, por um ou mais elementos de tempo definido, com um tempo de atuação constante para qualquer corrente acima do ajuste da corrente de operação.

3.5.1. Relés digitais de sobrecorrente

As curvas tempo-corrente nos modernos relés digitais de sobrecorrente são mais flexíveis e descritas por equações. É possível escolher um tipo de curva dentre muitas normalizadas (norma IEC ou IEEE/US) através da seleção da equação desejada. Conhecendo a corrente que circula pelo relé, o ajuste da corrente de operação (*pickup*) e o ajuste da curva de tempo, pode-se calcular o múltiplo da corrente de operação e, portanto, o tempo de atuação do

relé. A equação normalizada para o cálculo do tempo de atuação do relé digital de sobrecorrente de tempo inverso é a seguinte:

$$t = \frac{\beta \cdot D}{\left(\frac{I}{Ip}\right)^{\alpha} - 1} + L \cdot D \tag{3.42}$$

sendo:

D = dial de tempo.

 β , α , L = coeficientes da Tabela 3.2.

I = corrente medida pelo relé.

Ip = ajuste da corrente de operação.

Tipo de Curva	Norma	β	α	L
Normal Inversa		0,14	0,02	0
Muito Inversa	IEC 60255 2	13,5	1	0
Extremamente Inversa	IEC 00255-5	80	2	0
Inversa de Tempo Longo		120	1	0
Moderadamente Inversa	IEEE/US	0,0104	0,02	0,0226
Inversa		5,95	2	0,180
Muito Inversa		3,88	2	0,0963
Extremamente Inversa		5,67	2	0,0352

Tabela 3.2 - Coeficientes da equação tempo-corrente normalizada.

3.5.2. Deslocamento do disco com corrente de magnitude constante

Um relé de sobrecorrente temporizado, com um ajuste de corrente de operação (Ip) e um dial de tempo (D), possui uma curva característica de operação tal que seu tempo de atuação é diretamente proporcional à corrente aplicada ([54]). A característica de operação do relé é mostrada no diagrama tempo-deslocamento da Figura 3.89.



Figura 3.89 - Característica tempo-deslocamento de um relé de sobrecorrente temporizado ([54]).

A operação do relé é assim definida. Em t = 0 s, o deslocamento do disco é zero. Quando é aplicada uma corrente maior que o ajuste da corrente de operação, o disco começa a avançar em direção ao dial de tempo ajustado, seguindo a característica tempo-deslocamento da Figura 3.89. Ao final do percurso do disco, quando o dial de tempo é alcançado e o contato de saída se fecha, é enviado um sinal de disparo para o respectivo disjuntor. A condição de operação é representada pela seguinte equação, sendo que *To* é o tempo de atuação:

$$\frac{I}{Ip}To = D \tag{3.43}$$

Esta equação pode ser normalizada, reconhecendo que I/Ip = M é o múltiplo da corrente de operação, como segue:

$$\frac{To}{\frac{D}{M}} = 1 \tag{3.44}$$

Finalmente, fazendo D/(I/Ip) = t(I), tem-se:

$$\frac{To}{t(I)} = 1 \tag{3.45}$$

Neste caso, t(I) é uma simples função da corrente aplicada e do dial de tempo ajustado. Logo, basta conhecer o valor da corrente e o dial de tempo para determinar o tempo de atuação do relé.

3.5.3. Deslocamento do disco com corrente de magnitude variável

Quando a magnitude da corrente é variável, a taxa de deslocamento do disco varia com a magnitude da corrente. Portanto, para determinar com precisão o tempo de atuação, o relé precisa

integrar os múltiplos segmentos de corrente até que o disco alcance o dial de tempo ([54]). A Figura 3.90 mostra as áreas que correspondem à integração dos três segmentos de corrente. A soma destas áreas representa o deslocamento total do disco.



Figura 3.90 – Taxa de deslocamento do disco com corrente de magnitude variável ([54]).

Portanto, neste caso, a equação de atuação torna-se:

$$\int_{0}^{T_{0}} \frac{dt}{t(I)} = 1$$
(3.46)

3.5.4. Equacionamento da característica temporizada em relés digitais

O exemplo apresentado na subseção anterior mostrou o efeito de variar a corrente, em passos discretos e constantes, no deslocamento do disco de um relé, que possui uma curva característica cujo tempo de atuação é diretamente proporcional à corrente aplicada. Em relés digitais de sobrecorrente com característica de tempo inverso, definida nas normas IEC ou IEEE/US, o tempo de atuação (*Tm*) pode ser obtido através da integração da equação normalizada (3.42). A integração se dá em intervalos finitos de tempo (*m*), com duração Δt . Portanto, basta substituir a equação (3.42) na equação (3.46), lembrando-se que I = I(t) e I/Ip = M(t):

$$\int_{0}^{Tm} \left[\frac{\beta \cdot D}{\left[M(t) \right]^{\alpha} - 1} + L \cdot D \right]^{-1} dt > 1$$
(3.47)

Sendo que *I* é a magnitude do fasor da corrente que é calculada a cada ciclo de aplicação do algoritmo discreto de Fourier ou suas variações, e M(t) é o múltiplo do ajuste da corrente de operação (*Ip*) do relé. A integração continua até que a equação (3.47) seja satisfeita. Neste momento, sabendo-se qual é o tamanho do passo de integração (Δt) e o número de passos gastos (*m*), o tempo de atuação (*Tm*) é determinado.

3.5.5. Relé de sobrecorrente com restrição de tensão

O relé de sobrecorrente temporizado com restrição de tensão (ANSI 51V) é utilizado em situações nas quais um simples relé de sobrecorrente temporizado (ANSI 51) não pode ser adequadamente ajustado como uma proteção de retaguarda para a eliminação de faltas entre fases. A diferença entre um relé 51V e um relé 51 está no controle da corrente de operação do elemento de sobrecorrente temporizado, visto que no relé 51V a corrente de operação é uma função da tensão ([54]). A característica de operação do relé 51V, conforme mostra a Figura 3.91, é obtida através da conexão trifásica do relé ao secundário dos transformadores de potencial, da mesma forma que um relé de sobrecorrente direcional de fase (ANSI 67) é conectado. Observa-se que a corrente de operação é proporcional à tensão para uma faixa específica de tensão, que está compreendida entre 25% e 100% da tensão nominal. Assim, nesta faixa, a corrente de operação é um múltiplo do ajuste de corrente do relé. Para valores de tensão inferiores a 25% da tensão nominal, a corrente de operação é igual ao ajuste de corrente. Ao passo que, para valores de tensão entre 25% e 100% da tensão nominal, a corrente de operação é obtida multiplicando o ajuste de corrente pelo percentual de tensão.



Figura 3.91 - Característica de operação corrente-tensão do relé 51V ([54]).

3.5.6. Modelagem do relé de sobrecorrente temporizado com restrição de tensão (51V) no programa CDUEdit

A modelagem do relé de sobrecorrente com restrição de tensão no programa ANATEM foi realizada com a utilização do programa CDUEdit, também desenvolvido pelo CEPEL. O programa CDUEdit permite converter o diagrama de blocos representativo do modelo em um arquivo texto, segundo um formato que pode ser interpretado pelo programa ANATEM. A Figura 3.92 mostra que o diagrama de blocos do modelo é composto de blocos de entrada e saída, funções de transferência, funções matemáticas, operadores lógicos, constantes, limitadores e integradores ([55]). Os sinais (fasores de sequência positiva) de corrente e de tensão são obtidos de locais de medição da rede elétrica modelada através do programa ANAREDE, uma vez que é necessário um caso de fluxo de potência convergido para estabelecer as condições iniciais exigidas pelo programa ANATEM; portanto, o modelo de relé 51V é um modelo dito fasorial. Observa-se que os sinais de corrente (Im) e de tensão (Vt) passam por filtros analógicos, com constantes de tempo ajustadas de modo a representar os atrasos de tempo envolvidos na etapa de conversão analógica-digital do relé digital. Os sinais de entrada C, DT e Ip representam os ajustes do tipo de curva normalizada, do dial de tempo e da corrente de operação, respectivamente.



Figura 3.92 – Diagrama de blocos do modelo de relé 51V em CDU.

Os demais blocos de funções matemáticas, limitadores, operadores lógicos e integradores se encarregam de executar tanto o processamento da curva característica correntetensão da Figura 3.91 quanto o processamento da equação (3.47), responsável pelo equacionamento dos tipos de curvas normalizadas da Tabela 3.2. A fim de validar a resposta do modelo, os tempos de atuação do modelo devem ser comparados com os tempos calculados através da equação normalizada (3.42). Para tanto, foram considerados os seguintes ajustes: corrente de operação de 1,0 p.u., curva de tempo muito inversa IEC e dial de tempo igual a 0,20. Com a aplicação de uma corrente de entrada de 2,0 p.u. e fixando a tensão de entrada em 0,25 p.u., 0,50 p.u. e 1,00 p.u., os múltiplos das correntes de operação são 8,0, 4,0 e 2,0, respectivamente. Os tempos de atuação medidos estão destacados na Figura 3.93; de cada um dos tempos medidos deve ser subtraído 1,0 s, instante em que a corrente é aplicada. Os tempos de atuação do modelo são então: 0,394 s (0,25 p.u.), 0,910 s (0,50 p.u.) e 2,714 s (1,00 p.u.), contra os tempos calculados: 0,386 s, 0,900 s e 2,700 s, mantidas as mesmas tensões. Os erros percentuais relativos entre os tempos medidos e os calculados são: 2,07% (0,25 p.u.), 1,11% (0,50 p.u.) e 0,52% (1,00 p.u.).



Figura 3.93 – Validação dos tempos de atuação do modelo de relé 51V.

4. SISTEMAS DE PROTEÇÃO PARA ILHAMENTO INTENCIONAL

Os modelos de relés desenvolvidos nesta tese, além de complementarem a biblioteca PROTECTIONLIB ([20]), permitem que uma enorme gama de casos seja simulada em outros ambientes computacionais (EMTP/ATP, PSCAD, ANATEM, etc.). Contudo, uma das motivações para o desenvolvimento destes novos modelos de relés de proteção é poder empregálos no estudo da viabilidade técnica do ilhamento intencional de geradores distribuídos. Assim, as simulações que serão apresentadas a seguir visam introduzir técnicas de proteção que possibilitem a desconexão segura da interligação entre a concessionária e a região elétrica a ser ilhada, indiferentemente ao grupo de ligação do transformador elevador do gerador distribuído. Entretanto, tais técnicas podem ser utilizadas para a proteção de quaisquer linhas de transmissão, ou mesmo de distribuição, em alta e média tensão.

No Capítulo 2, foram mostrados os vários aspectos de viabilidade do ilhamento do gerador distribuído em suprir as cargas da subestação de distribuição (barra SE-13,8) da rede de distribuição mostrada na Figura 4.1 (reproduzida integralmente da Figura 2.1).



Figura 4.1 – Diagrama unifilar da rede elétrica interligada analisada no Capítulo 2.

O sucesso do ilhamento depende da abertura dos terminais da Linha de Transmissão (LT) B1-138 – SE-138, ou seja, dos disjuntores D1 e D2. Entretanto, as proteções da LT B1-138 – SE-138 devem atuar em tempos inferiores aos das proteções de interconexão do gerador distribuído, pois, caso contrário, a máquina síncrona será desconectada, impedindo a formação da ilha elétrica. Considerou-se que as faltas na LT B1-138 – SE-138 são eliminadas em 500 ms pela atuação da zona 2 das proteções de distância de fase e de terra (ANSI 21/21N), e que as faltas dentro do alcance da zona 1 são eliminadas em até 150 ms.

Adicionalmente, algumas concessionárias optam em utilizar uma proteção direcional de sobrecorrente de terra (ANSI 67N), com unidades temporizada e instantânea, como proteção de retaguarda para faltas à terra; todavia, esta proteção não será objeto de simulação, pois sua aplicação foi bastante explorada na literatura acadêmica ([28]-[31], [44]-[45]). Logo, é imperativo um estudo de coordenação e seletividade entre as proteções de interconexão do gerador distribuído com as proteções dos terminais da LT B1-138 – SE-138, a fim de cumprir com os requisitos técnicos do ilhamento. Diante do exposto, a Figura 4.2 mostra como um sistema de proteção de distância de fase, com três zonas do tipo MHO, pode ser construído para a proteção da LT B1-138 – SE-138. Ao lado do diagrama de impedância complexa, obtido com o programa computacional ASPEN OneLiner ([43]), estão tabelados os ajustes parametrizados nos relés dos terminais de linha. O alcance das zonas de proteção, em valores primários, é facilmente visualizado quando as zonas são sobrepostas em um único diagrama de impedância.

Os ajustes da proteção de distância de terra, com três zonas do tipo quadrilateral, podem ser vistos na Figura 4.3. Novamente, os ajustes foram definidos através de um estudo de proteção realizado com o ASPEN OneLiner. A interseção entre as zonas de proteção de ambos os terminais de linha mostra que as faltas situadas fora do alcance da zona 1 do terminal local, e, portanto, dentro do alcance de sua zona 2, também são eliminadas pela zona 1 do terminal remoto.



Figura 4.2 – Diagrama de impedância complexa da proteção de distância de fase.



Figura 4.3 – Diagrama de impedância complexa da proteção de distância de terra.

Considera-se que as proteções da LT SE-138 – GD-138 possuem o mesmo sistema de proteção da LT B1-138 – SE-138, salvo que ao disjuntor D4, do terminal de linha GD-138, são adicionadas as proteções de interconexão ANSI 50/51/50N/51N/51V/27/59/59N/81/32 descritas nas referências [56] e [57]. A Figura 4.4 exemplifica como os modelos de relés da biblioteca PROTECTIONLIB ([20]) podem ser agrupados para compor algumas das proteções de interconexão do disjuntor D4, inclusive agregando direcionalidade ou não. As saídas de disparo das proteções de interconexão podem ser convertidas em uma saída de disparo comum através da inserção de uma porta OR. A saída da porta OR, por sua vez, é entrada de um bloco biestável

(*Bistable*) que tem a finalidade de reter em nível lógico alto a saída de disparo comum. A saída negada (!Q) do biestável e o bloco "*Data Type Conversion*" são necessários para adequar o tipo de dado que é exigido pela entrada "*com*" do bloco de disjuntor trifásico (*Three-Phase Breaker*). A análise dinâmica e o desempenho das proteções de interconexão modeladas com os relés de proteção da biblioteca PROTECTIONLIB foram discutidos em detalhes na referência [20]. Assim sendo, as proteções de interconexão do gerador distribuído não serão avaliadas neste trabalho.

Vale destacar que as proteções de distância de terra do disjuntor D2, associadas ao terminal de linha SE-138, somente serão sensibilizadas se houver contribuição de correntes de sequência zero para faltas à terra na LT B1-138 – SE-138; por isso, o transformador elevador do gerador distribuído deve favorecer a circulação de correntes de sequência zero. Ao contrário, a proteção de distância de terra não será sensibilizada; portanto, torna-se necessária a aplicação de modernas técnicas de proteção para identificar o tipo de falta e acelerar a abertura dos terminais da LT B1-138 – SE-138, de forma que ocorra antes da atuação das proteções de interconexão do gerador distribuído. A análise dinâmica e o desempenho de tais técnicas de proteção, associadas aos novos modelos de relés de proteção, serão discutidas e investigadas nas próximas subseções.



Figura 4.4 – Sistema de proteção de interconexão do gerador distribuído.

Conforme discutido acima, é possível afirmar que as proteções de distância de terra, direcionais à frente, e de sobrecorrente direcional de terra, dos disjuntores D2 e D4, não

eliminarão faltas à terra nos trechos de linha se o enrolamento de alta tensão do transformador elevador for conectado em delta, ou em estrela com o neutro não aterrado. No caso de faltas entre fases, o grupo de ligação do transformador elevador não restringe a detecção de faltas pela proteção de distância de fase. Um dos cuidados que deve ser tomado é avaliar se os ajustes das unidades de supervisão de sobrecorrente têm sensibilidade suficiente para habilitar os elementos de distância de fase. Geralmente, quando os elementos de distância de fase usam partida por subimpedância, os ajustes das unidades de supervisão de sobrecorrente não são um problema.

4.1. Análise Dinâmica das Proteções para Ilhamento Intencional

Uma vez que as premissas referentes à filosofia de proteção foram apresentadas, assim como os critérios relativos aos estudos de proteção necessários à viabilidade do ilhamento, os sistemas de proteção para tal viabilidade serão discutidos nesta seção. A análise dinâmica se faz necessária, pois é possível explorar no domínio do tempo a influência que cada uma das fases dos fenômenos transitórios, tanto de origem eletromagnética quanto eletromecânica, exerce no desempenho das proteções. Discutiu-se também que a pior condição para o ilhamento da região elétrica é quando o transformador elevador do GD não favorece a circulação de correntes de sequência zero, pois as proteções de falta à terra não são sensibilizadas.

Ainda que, na rede elétrica da Figura 4.1, o grupo de ligação do transformador elevador do GD seja Ynd1, a solução de proteção para a viabilidade do ilhamento deve considerar a pior condição de desempenho do sistema de proteção, ou seja, que o enrolamento de alta tensão deste transformador possa ser conectado em delta ou estrela não aterrado. Assim sendo, as simulações consideram que o enrolamento de alta tensão do transformador elevador será conectado em delta, por ser um requisito que praticamente predomina na maioria dos acessos às distribuidoras de energia elétrica e representa a situação mais desfavorável diante de faltas à terra que devem ser detectadas e eliminadas pelas proteções dos terminais de linha que não contribuem com correntes de sequência zero. A Figura 4.5 mostra a representação no Simulink da rede elétrica da Figura 4.1, sistema-teste das simulações, com o equivalente de rede na barra B1-138.



Figura 4.5 – Representação no Simulink da rede elétrica interligada mostrada na Figura 4.1.

A representação proposta é mais que suficiente para demonstrar as técnicas de proteção, pois todos os elementos da rede elétrica são representados em detalhes, servindo-se dos modelos disponíveis na biblioteca do SimPowerSystems ([16]). No subsistema GD, a máquina síncrona, o regulador de tensão, o regulador de velocidade e a carga da instalação foram encapsulados, conforme mostra a Figura 4.6. Escolheu-se o modelo de turbina térmica a vapor, do tipo *Tandemcompound (single mass)*, e regulador de velocidade com os seguintes parâmetros (seguindo a nomenclatura do SimPowerSystems)³: Kp = 1; Rp = 0,05 p.u.; Dz = 0 p.u.; Tsr = 0,001 s; Tsm = 0,15 s; vgmin = -0,1 p.u./s; vgmax = 0,1 p.u./s; gmin = 0 p.u.; gmax = 1,0 p.u.; T2 = 0 s; T3 = 0 s; T4 = 0 s; T5 = 0,3 s; F2 = 0; F3 = 0; F4 = 0; F5 = 1; Pm0 = 0,802 p.u. Para representação do sistema de excitação, foi escolhido o modelo de regulador de tensão IEEE tipo 1 ([16]), com os seguintes parâmetros: Tr = 0,02 s; Ka = 300; Ta = 0,001 s; Ke = 1; Te = 0,5 s; Tbs = 0 s; Tcs = 0 s; Kf = 0,001 s; Tf = 0,1 s; Efmin = -4,25; Efmax = 5,0; Kp = 0; Vt0 = 1,01 p.u.;Vf0 = 1,869 p.u.

³ A definição dos parâmetros pode ser encontrada no Apêndice A.



Figura 4.6 – Representação no Simulink do sistema elétrico do gerador distribuído.

4.1.1. Dinâmica da proteção de distância de fase

A eliminação de faltas entre fases na LT B1-138 – SE-138 não é influenciada pelo grupo de ligação do transformador elevador do GD, visto que não há descontinuidade de conexão entre as redes de sequência positiva e de sequência negativa, na ocorrência de faltas bifásicas ou bifásicas-terra; para faltas trifásicas, somente há circulação de correntes de sequência positiva. Todavia, os parâmetros dos equipamentos elétricos, linhas de transmissão e dinâmica da geração têm grande influência na magnitude das correntes de curto-circuito. A Figura 4.7 mostra a rede elétrica em estudo, na qual foram inseridos os relés digitais de distância de fase, R1-21 e R2-21, integrantes da biblioteca PROTECTIONLIB ([20]), aos terminais da LT B1-138 – SE-138. Os sinais de tensão e de corrente são derivados de blocos de medição, e as linhas de disparo são conectadas à entrada "*com*" dos disjuntores D1 e D2. Os relés de distância de fase foram parametrizados com os ajustes apresentados na Figura 4.2, a fim de manter a coerência com o estudo de proteção. O modelo de disjuntor (*Three-Phase Breaker*) do SimPowerSystems muda de estado, de fechado para aberto, quando o nível lógico na entrada "*com*" muda de alto para baixo; por isso, as saídas de disparo dos modelos de relés são negadas para satisfazer esta condição. Entretanto, o sinal TRIP que aciona a entrada "*com*" é mostrado negado nos próximos gráficos,

somente para efeito de visualização, uma vez que poderia causar confusão ao leitor apresentar um sinal de disparo ativo em nível lógico baixo.

4.1.1.1. Caso 1: falta bifásica-terra BCG na saída do disjuntor D1

A escolha de aplicação de uma falta bifásica-terra BCG, com $R_F = 0 \Omega$, na saída do disjuntor D1, conforme mostra a Figura 4.7, tem o propósito de expor a proteção de distância de fase do disjuntor D2 (R2-21) ao máximo tempo de eliminação da falta, dentro do alcance da zona 2, além de demonstrar que o envolvimento da terra não afeta a localização da falta pela proteção de distância R2-21. Logo, se há o envolvimento de duas ou mais fases na falta, a ligação em delta do transformador elevador do GD não tem influência na medição da impedância de falta pela proteção de distância R2-21.



Figura 4.7 – Sistema de proteção de distância de fase para ilhamento do GD.

A Figura 4.8 apresenta os sinais de tensão e corrente medidos, em valores primários, no terminal do disjuntor D1, após o instante de aplicação da falta, em t = 100 ms. Verifica-se que após a eliminação da falta, em t = 112,5 ms, pela atuação da zona 1 da proteção de distância R1-21, a contribuição de corrente de curto-circuito pelo disjuntor D1 cessa, mas a tensão na fase A experimenta uma sobretensão acima da tensão nominal de operação (1,0 p.u.) enquanto a falta não é eliminada pela abertura do disjuntor D2. Esta sobretensão decorre da tentativa do gerador

distribuído em sustentar uma falta à terra, em um sistema isolado, através de um transformador com o enrolamento primário ligado em delta. A tensão na fase sã ficará submetida à magnitude de 1,50 vezes a tensão nominal fase-terra do sistema. Caso esta sobretensão persista, podem ocorrer danos aos equipamentos da linha, enquanto o disjuntor D2 permanecer fechado, tais como: a sobre-excitação de TPs (ligados entre fase e terra) e a descarga de para-raios de alta tensão que, porventura, tenham sido especificados para tensão de fase, e não para tensão de linha. Ainda assim, é necessário avaliar se os para-raios dimensionados para tensão de linha não conduzirão diante de elevados picos de sobretensão transitória. As sobretensões, entretanto, para faltas fase-terra são maiores que as obtidas para uma falta bifásica-terra em sistemas isolados.



Figura 4.8 - Caso 1: sinais de tensão e corrente no terminal do disjuntor D1 (falta bifásica-terra BCG).

Em contrapartida, no terminal remoto, a falta é eliminada pela abertura do disjuntor D2 em t = 617,7 ms, para a falta aplicada em t = 100 ms, através da atuação da zona 2 da proteção de distância R2-21, conforme ilustra a Figura 4.9. As correntes de curto-circuito nas fases B e C, assim como a sobretensão na fase A, são mantidas até a extinção total da falta. Conforme discutido no parágrafo anterior, a duração das sobretensões pode ser reduzida mediante redução do tempo de atuação da zona 2 da proteção de distância R2-21; contudo, deve haver um compromisso entre o tempo de eliminação da falta e a seletividade com as proteções dos terminais remotos.



Figura 4.9 - Caso 1: sinais de tensão e corrente no terminal do disjuntor D2 (falta bifásica-terra BCG).

Os resultados anteriores mostraram a evolução das correntes de curto-circuito e tensões terminais durante a duração da falta. Os resultados a seguir, vistos na Figura 4.10, mostram a excursão das impedâncias de malha (M_{AB} , M_{BC} , M_{CA}) calculadas pelos relés de distância de fase do terminal local (R1-21) e do terminal remoto (R2-21). No instante de aplicação da falta, a impedância equivalente à corrente de carga, que passa pelos relés R1-21 e R2-21, diminui para uma impedância de falta. Entretanto, as impedâncias calculadas para as malhas de falta M_{AB} e M_{CA} , situam-se acima do alcance ajustado para a zona 1 (Z1P) do relé R1-21 e acima do alcance ajustado para a zona 2 (Z2P) do relé R2-21. Por outro lado, as impedâncias calculadas para a malha de falta M_{BC} situam-se abaixo dos ajustes Z1P e Z2P. Para o relé R1-21, tem início o disparo instantâneo (TRIP Z1), inerente ao tempo de atuação da zona 1; para o relé R2-21, o temporizador da zona 2 inicia a contagem de tempo e ao final da contagem a saída de disparo (TRIP Z2) é ativada. Este tipo de abordagem permite avaliar o comportamento do modelo de relé de distância de fase em separar os sistemas e favorecer o ilhamento da região elétrica. Observa-se que a representação dos controles da máquina síncrona do GD, dentro do intervalo de simulação adotado, não teve impacto na estimação dos fasores nem na impedância de falta estimada pelo modelo de relé de distância de fase.



Figura 4.10 – Caso 1: impedâncias de falta calculadas pelos relés R1-21 e R2-21 (falta bifásica-terra BCG).

Os sinais das grandezas mecânicas e elétricas da máquina síncrona do GD podem ser vistas na Figura 4.11. Um dos aspectos importantes que envolvem a discussão dos resultados obtidos se refere aos modelos dos reguladores de tensão e de velocidade adotados. Nos estudos de estabilidade eletromecânica realizados com o programa ANATEM do CEPEL, os controles foram modelados com base em modelos de reguladores de tensão e de velocidade comerciais; no entanto, nas simulações realizadas com o Simulink, foram usados modelos da biblioteca do SimPowerSystems. A razão para isso, além de não ter que adaptar os modelos do ANATEM para o Simulink, é permitir uma comparação de resultados entre os dois ambientes de simulação. Para tanto, os ganhos e constantes de tempo dos reguladores, assim como os parâmetros da máquina síncrona, foram mantidos os mesmos nos dois ambientes. Os resultados obtidos com o Simulink deixam evidente a atuação dos reguladores, de forma compatível aos resutados obtidos através do programa ANATEM.



Figura 4.11 – Caso 1: grandezas mecânicas e elétricas da máquina síncrona do GD (falta bifásica-terra BCG).

4.1.2. Dinâmica da proteção de distância de terra

A eliminação de falta fase-terra na LT B1-138 – SE-138, vista pelo terminal do disjuntor D1, não é influenciada pela ligação em delta do transformador elevador do GD, uma vez que o sistema atrás do disjuntor D1 é eficazmente aterrado; assim, não há descontinuidade de conexão entre as redes de sequência positiva, negativa e zero, quando da ocorrência de faltas à terra. Entretanto, o tempo de eliminação de falta está diretamente associado à localização da falta e à magnitude da resistência de falta. A falta vista pelo terminal do disjuntor D2, porém, não será eliminada, devido à ausência de correntes de sequência zero. Os resultados a serem apresentados visam discutir e propor técnicas de proteção que aceleram a abertura dos terminais de linha, não importando a localização da falta e o grupo de ligação do transformador elevador do GD. Os relés de distância de terra foram parametrizados com os ajustes da Figura 4.3.

4.1.2.1. Caso 1: falta fase-terra AG na saída do disjuntor D2

A escolha de aplicação de uma falta fase-terra AG, com $R_F = 40 \Omega$, na saída do disjuntor D2, de acordo com a Figura 4.12, tem a finalidade de submeter ao máximo tempo de eliminação de falta a proteção de distância de terra do disjuntor D1 (R1-21N), dentro do alcance da zona 2, bem como avaliar a localização da falta no limite do alcance resistivo. Os subsistemas que representam os relés R1-21N e R2-21N foram obtidos através do encapsulamento do diagrama

lógico apresentado na Figura 3.44, a lógica de fonte fraca e eco. Inicialmente, as entradas RX e as saídas TX das interfaces de comunicação não serão conectadas, de modo a demonstrar o efeito da lógica de fonte fraca e eco sobre o desempenho do sistema de proteção, antes e depois da habilitação da lógica. Para isso, supõe-se a existência de um canal de comunicação interligando as interfaces de comunicação dos dois relés de proteção. Os canais de comunicação entre relés de proteção de distância podem ser implantados sobre diversos meios de comunicação: fibra ótica, micro-ondas e rádio digital ([58]-[59]).



Figura 4.12 – Sistema de proteção de distância de terra para ilhamento do GD.

A Figura 4.13 apresenta os sinais de tensão e corrente, medidos em valores primários, no terminal do disjuntor D1, após o instante de aplicação da falta, em t = 100 ms. Verifica-se que após a eliminação da falta, em t = 630 ms, pela atuação da zona 2 da proteção de distância de terra R1-21N, a contribuição de corrente de curto-circuito pelo disjuntor D1 cessa, mas as fases B e C experimentam sobretensão enquanto o disjuntor D2 permanecer fechado. Conforme foi mencionado anteriormente, esta sobretensão decorre da sustentação de uma falta à terra pelo gerador distribuído em um sistema isolado. O gráfico das tensões, da Figura 4.13, indica que as fases B e C ficam submetidas à sobretensão de magnitude 1,81 vezes a tensão nominal fase-terra do sistema.



Figura 4.13 - Caso 1: sinais de tensão e corrente no terminal do disjuntor D1 (falta fase-terra AG).

A Figura 4.14 mostra os sinais de tensão e corrente no terminal do disjuntor D2, da proteção de distância de terra R2-21N. As correntes de curto-circuito nas fases A, B e C são mantidas até a abertura do disjuntor D1, em t = 630 ms; contudo, as sobretensões nas fases B e C se mantém até o final do período de simulação.



Figura 4.14 - Caso 1: sinais de tensão e corrente no terminal do disjuntor D2 (falta fase-terra AG).

Com relação à Figura 4.14, após a abertura do disjuntor D1, verifica-se que as correntes de curto-circuito nas fases A, B e C são devidas às capacitâncias distribuídas das linhas de transmissão, sendo que a corrente na fase A apresenta módulo maior que as correntes nas fases sãs. A Figura 4.15 mostra a excursão da impedância de falta calculada pelo relé R1-21N, para cada um dos três elementos de medição, X_{AG} , X_{BG} e X_{CG} . A impedância calculada pelo elemento da fase A, X_{AG} , apresenta um valor de 1,88 Ω , enquanto a impedância da linha é 1,87 Ω . A resistência calculada pelo elemento da fase A, R_{AG} , possui um valor de 5,69 Ω , enquanto o valor da resistência de falta é 5,33 Ω (40 Ω em valor primário). As resistências de falta R_{BG} e R_{CG} representam valores aparentes, tal qual a resistência de falta negativa estimada para a fase C; todavia, a lógica de identificação e seleção de falta (FIDS) se encarrega de bloquear os elementos de distância das fases B e C.



Figura 4.15 - Caso 1: impedâncias e resistências de falta calculadas pelo relé R1-21N (falta fase-terra AG).

Os sinais das grandezas mecânicas e elétricas da máquina síncrona do GD são vistos na Figura 4.16. Os reguladores estabilizam os sinais de potência mecânica, potência elétrica, tensão de campo e frequência da máquina síncrona em valores estáveis; porém, a falta fase-terra tem o efeito de produzir oscilações na potência elétrica ativa entregue pela máquina síncrona. Ressaltase que é necessário analisar se a frequência não viola os limites impostos pelas normas existentes e pelo fabricante da turbina instalada (conforme discutido na Seção 2.2).



Figura 4.16 - Caso 1: grandezas mecânicas e elétricas da máquina síncrona do GD (falta fase-terra AG).

4.1.2.2. Caso 2: sistema de proteção auxiliado por comunicação

A aplicação de uma falta fase-terra na saída do disjuntor D2 mostrou que, mesmo a falta tendo sido eliminada pela abertura do disjuntor D1, a falta continua sustentada pelo gerador distribuído através do delta do transformador elevador. A eliminação da falta pela abertura do disjuntor D2, a fim de cumprir com os requisitos de ilhamento, somente será viável mediante a aplicação de uma função de proteção 59N. A função 59N, porém, exige temporização adicional por não ser direcional. Ainda que sua atuação seja temporizada, não se devem descartar atuações indevidas para faltas fora da linha protegida. Uma das alternativas para permitir a abertura em alta velocidade dos terminais de linha passa por um sistema de comunicação entre os relés de ambos os terminais, servindo-se do auxílio da lógica de fonte fraca e eco. A segunda alternativa que será discutida mais adiante faz uso da aplicação de controle direcional sobre a função 59N. A Figura 4.17 mostra, em detalhes, como as interfaces de comunicação entre os relés R1-21N e R2-21N devem ser interligadas, de modo a estabelecer um sistema de proteção auxiliado por comunicação, ou teleproteção. Para isso, basta conectar a saída TX de um relé à entrada RX do outro e vice-versa. No relé R2-21N, habilitou-se a lógica de fonte fraca e eco; no relé R1-21N,

apenas a lógica de eco foi habilitada. Nas simulações que serão apresentadas, o sinal TX é monitorado na entrada do bloco *"Transport Delay"* da Figura 3.44; portanto, sem o atraso de tempo introduzido pelo canal de comunicação. O atraso de tempo na comunicação é monitorado na entrada RX, por representar uma situação mais próxima da realidade. As simulações do sistema de proteção auxiliado por comunicação consideram o atraso de tempo introduzido pelo canal de comunicação consideram o atraso de tempo introduzido pelo canal de comunicação consideram o atraso de tempo introduzido pelo canal de comunicação no bloco *"Transport Delay"*.



Figura 4.17 - Análise do sistema de teleproteção para falta fase-terra interna ao circuito protegido.

A abertura simultânea dos terminais de linha tem início com a aplicação de uma falta fase-terra AG, com $R_F = 40 \Omega$, na saída do disjuntor D2, em t = 100 ms. Na Figura 4.18, são apresentadas as magnitudes das tensões, em valores secundários, e os sinais de disparo TRIP 27 e TRIP 59N do relé de tensão que compõe a lógica de fonte fraca e eco associada ao relé R2-21N. Os sinais de disparo foram escalonados para permitir uma melhor visualização do instante de disparo. Estes sinais de disparo são, então, vinculados às entradas 27L e 59N do subsistema WI da lógica de fonte fraca e eco, o qual é detalhado no diagrama de blocos da Figura 3.44.



Figura 4.18 – Caso 2: resposta do relé de tensão da lógica de fonte fraca e eco do relé R2-21N (falta fase-terra AG à frente).

A aplicação da falta resulta em imediata queda de tensão na fase A e elevação de tensão nas fases sãs. Assim que a tensão na fase defeituosa cai abaixo do valor de ajuste 27P, contados 20 ms, a saída TRIP 27 vai para nível alto. Ao mesmo tempo, quando a magnitude da tensão de sequência zero $(3\underline{V}_0)$ ultrapassa o valor de ajuste 59NP, contados 20 ms, a saída TRIP 59N vai para nível alto. A temporização de 20 ms foi inserida nos ajustes do relé de tensão para sobreporse às variações transitórias e sinais espúrios de tensão.

Logo que a falta é detectada pelo relé R1-21N, um sinal permissivo TX é enviado, via canal de comunicação, para a entrada RX do relé R2-21N, conforme mostra a Figura 4.19. A lógica de fonte fraca e eco declara uma condição de disparo válida quando há detecção de uma falta à terra, sinal 27L ou 59N em nível alto, e a falta não está localizada atrás do relé R2-21N, sinal ZRV em nível baixo, e há recepção do sinal permissivo transmitido pelo relé R1-21N, sinal RX em nível alto. Se todas as condições forem válidas, decorridos 40 ms, a saída WI TRIP vai para nível alto. A saída WI TRIP leva a saída TRIP do relé R2-21N para nível alto, abrindo o disjuntor D2 em t = 173 ms; portanto, a falta é eliminada em 73 ms. Se ao tempo de eliminação da falta for adicionado o tempo de interrupção do disjuntor (50 ms para classe 145 kV), o tempo

total de eliminação da falta será de 123 ms. Logo, coerente com os tempos de eliminação de faltas em sistemas de subtransmissão cujas linhas possuem esquemas de teleproteção.



Figura 4.19 - Caso 2: sinais da lógica WI e ECHO do relé R2-21N (falta fase-terra AG à frente).

A Figura 4.20 mostra os sinais de tensão e corrente no terminal do disjuntor D2, da proteção de distância de terra R2-21N. A eliminação da falta pela atuação da lógica de fonte fraca e eco, associada à comunicação entre relés, fica evidente através da interrupção das correntes de curto-circuito, no instante t = 173 ms.



Figura 4.20 - Caso 2: sinais de tensão e corrente no terminal do disjuntor D2 (falta fase-terra AG à frente).

Os sinais da lógica de fonte fraca e eco, processados pela proteção de distância de terra R1-21N, são mostrados na Figura 4.21. Lembre-se que, nesta proteção, apenas a lógica de eco foi habilitada. O sinal ZRV permanece em nível baixo porque a falta está localizada à frente do relé R1-21N, enquanto o sinal ZOR vai para nível alto, pois a falta está dentro do alcance da zona 2. O sinal ZOR ativa a saída TX, enviando o sinal permissivo para o relé R2-21N, conforme mostrado na Figura 4.19. Quando o relé R2-21N devolve o sinal de eco (ECHO), a entrada RX do relé R1-21N vai para nível alto e a saída TRIP é acionada, em t = 183 ms, abrindo o disjuntor D1. Ora, a lógica de fonte fraca e eco conseguiu reduzir o tempo de abertura do disjuntor D1, se comparado com o tempo de atuação da zona 2 temporizada, em t = 630 ms, da Figura 4.13. Obteve-se, portanto, uma redução de 447 ms no tempo de eliminação da falta pelo disjuntor D1. A diferença entre os tempos de atuação do relé R2-21N (173 ms) e do relé R1-21N (183 ms), ou seja, 10 ms, corresponde ao atraso de tempo introduzido pelo canal de comunicação, emulado pelo bloco *"Transport Delay"* da Figura 3.44.



Figura 4.21 – Caso 2: sinais da lógica WI e ECHO do relé R1-21N (falta fase-terra AG à frente).

A eliminação da falta pela proteção de distância de terra R1-21N pode ser vista na Figura 4.22, a qual mostra os sinais de tensão e corrente no terminal do disjuntor D1. Conforme comentado acima, fica evidente a redução do tempo de eliminação da falta.



Figura 4.22 - Caso 2: sinais de tensão e corrente no terminal do disjuntor D1 (falta fase-terra AG à frente).

As grandezas mecânicas e elétricas da máquina síncrona do GD não serão mostradas, pois ficou demonstrado nas simulações anteriores que as mesmas se estabilizam em valores estáveis, dispensando a apresentação e comentários. Em última análise, é necessário verificar o desempenho da lógica de fonte fraca e eco perante uma falta fase-terra AG, com $R_F = 40 \Omega$, aplicada atrás do relé R2-21N, em t = 100 ms, de acordo com a Figura 4.23. O relé R2-21N deve atuar apenas para faltas à frente, localizadas na LT B1-138 – SE-138. Assim, espera-se que a falta seja eliminada somente pelas proteções de retaguarda: a zona 2 temporizada do relé R1-21N e as proteções no terminal de linha do disjuntor D4, aqui não representadas. A lógica de fonte fraca e eco, portanto, deve inibir a abertura do disjuntor D2 que ocorreria pela atuação das funções 27 e 59N do relé R2-21N.



Figura 4.23 - Análise do sistema de teleproteção para falta fase-terra externa ao circuito protegido.

Tão logo a falta é detectada pelo relé R1-21N, um sinal permissivo TX é enviado, via canal de comunicação, para a entrada RX do relé R2-21N, conforme mostra a Figura 4.24. A lógica de fonte fraca e eco declara uma condição de disparo válida quando há detecção de uma falta à terra, sinal 27L ou 59N em nível alto, e a falta não está localizada atrás do relé R2-21N, sinal ZRV em nível baixo, e há recepção do sinal permissivo transmitido pelo relé R1-21N, sinal RX em nível alto. Entretanto, como a falta está atrás do relé R2-21N, a zona 3 reversa leva o sinal

ZRV para nível alto, mantendo os sinais WI TRIP e ECHO em nível baixo. Assim, a saída de disparo TRIP do relé R2-21N não é ativada e o disjuntor D2 permanece fechado.



Figura 4.24 - Caso 2: sinais da lógica WI e ECHO do relé R2-21N (falta fase-terra AG reversa).

Os sinais da lógica de fonte fraca e eco, processados pela proteção de distância de terra R1-21N, são mostrados na Figura 4.25. Todavia, apenas a lógica de eco foi habilitada, assim mencionado anteriormente. O sinal ZRV permanece em nível baixo porque a falta está localizada à frente do relé R1-21N, enquanto o sinal ZOR vai para nível alto, pois a falta está dentro do alcance da zona 2. O sinal ZOR ativa a saída TX, enviando o sinal permissivo para o relé R2-21N, conforme apresentado na Figura 4.24. Entretanto, o relé R2-21N não devolve o sinal de eco (ECHO) e a entrada RX do relé R1-21N permanece em nível baixo. A falta, então, vista pelo relé R1-21N, é eliminada pela atuação da zona 2 temporizada, em t = 630 ms. Assim que a falta é eliminada, tanto o sinal ZOR quanto o sinal ZOR, porque foi parametrizado um tempo de retenção de sinal de 50 ms. Observa-se que o tempo de eliminação da falta é o mesmo que foi obtido com o sistema de proteção da Figura 4.12, pois não há diferenciação da localização da falta. Os sinais de tensão e corrente no terminal do disjuntor D1 não serão apresentados, pois são os mesmos mostrados na Figura 4.14.



Figura 4.25 – Caso 2: sinais da lógica WI e ECHO do relé R1-21N (falta fase-terra AG reversa).

A Figura 4.26 resume os ajustes das funções 27 e 59N do relé de tensão que compõe a lógica de fonte fraca e eco.

RELE 27/59/59N (mask)			
Pickup 59N: 3V0			
arameters			
RTP			
1200			
Modo 27/59 FN			•
Pickup 27 (V)			
46			
Tempo 27 (s)			
0.02			
Pickup 59 (V)			
75			
Tempo 59 (s)			
2			
Pickup 59N (V)			
40			
Tempo 59N (s)			
0.02			
	-1	0	

Figura 4.26 – Ajustes do relé de tensão da lógica WI e ECHO.
4.1.3. Dinâmica da proteção de tensão residual com controle direcional

Uma segunda alternativa para a abertura do disjuntor D2, porém à custa de aumento do tempo de eliminação de falta quando comparada com o sistema de proteção auxiliado por comunicação, reside no uso de um relé de tensão residual com controle direcional. Os modelos de relés desenvolvidos nesta tese são modulares e, associados aos demais modelos da biblioteca PROTECTIONLIB ([20]), possibilitam a composição de sistemas de proteção dedicados. A Figura 4.27 apresenta a rede elétrica em estudo, na qual foi inserida a proteção 67NE-59N: uma combinação do relé de tensão residual (59N) com o relé direcional de impedância de sequência zero (67NE). Assim, este subsistema é o resultado do encapsulamento do relé de tensão residual com controle direcional que foi mostrado na Figura 3.53.



Figura 4.27 – Sistema de proteção de tensão residual com controle direcional.

4.1.3.1. Caso 1: falta fase-terra BG na saída do disjuntor D1

A escolha de aplicação de uma falta fase-terra BG, com $R_F = 20 \Omega$, na saída do disjuntor D1, mostrada na Figura 4.27, tem a finalidade de verificar o desempenho da proteção de distância de terra do disjuntor D1 (R1-21N) para uma falta resistiva no alcance da zona 1; e também avaliar o comportamento direcional da proteção 67NE-59N, com relação ao elemento direcional

de impedância de sequência zero, para uma falta resistiva na direção à frente, tal que a intensidade de corrente é reduzida pela resistência de falta. Os ajustes do relé direcional de impedância de sequência zero são os mesmos que foram mostrados na Figura 3.48. A Figura 4.28 apresenta os sinais de tensão e corrente no terminal do disjuntor D1, da proteção de distância de terra R1-21N. A saída TRIP do relé R1-21N indica que a falta aplicada, em t = 100 ms, é eliminada pela atuação da zona 1, em t = 116,7 ms. A excursão das impedâncias e das resistências de falta não será mostrada, pois a precisão do modelo foi aferida nos ensaios de validação e nos resultados das simulações anteriores. Constata-se que o tempo de eliminação da falta, em 16,7 ms, é totalmente coerente com o tempo de atuação da zona 1.



Figura 4.28 – Caso 1: sinais de tensão e corrente no terminal do disjuntor D1 (falta fase-terra BG à frente).

A Figura 4.29 mostra a excursão da impedância de sequência zero, Z_0 , calculada pelo modelo de relé direcional de impedância de sequência zero (67NE), e das impedâncias limites para faltas na direção à frente, ZFT, e na direção reversa, ZRT, respectivamente. A impedância de sequência zero assume valores negativos após o instante de detecção da falta, pois a falta está localizada à frente do relé. Visto que ZFT > Z_0 e $Z_0 < ZRT$, o elemento direcional de impedância de sequência zero declara uma falta na direção à frente. Os fasores da corrente de sequência zero (I_0) e da tensão de sequência zero (V_0) assumem magnitudes diferentes de zero, assim que a falta é detectada. A baixa intensidade de I_0 se deve tanto à RTC usada quanto às capacitâncias distribuídas das linhas de transmissão. O algoritmo de medição de impedância encontrou os seguintes valores durante o intervalo de detecção da falta: $ZFT = -439,7 \Omega$; $ZRT = 440,3 \Omega$; e Z_0 = -1646 Ω . É interessante observar as oscilações transitórias das impedâncias ZFT e ZRT, tão logo a falta é eliminada.



Figura 4.29 - Caso 1: impedância de sequência zero calculada para falta fase-terra BG à frente.

A resposta dos elementos detectores de falta e do elemento direcional de impedância de sequência zero, para a falta fase-terra na direção à frente, é mostrada na Figura 4.30. Os sinais das saídas dos detectores de falta (50NF, 50NR e 32NE), que foram apresentados no diagrama de blocos da Figura 3.51, são responsáveis por iniciar o cálculo da impedância de sequência zero e habilitar a lógica de decisão de direção da falta. Uma vez que a falta foi declarada na direção à frente, a saída DIRF vai para nível alto, enquanto a saída DIRR permanece em nível baixo. A detecção da falta na direção à frente habilita a medição de tensão de sequência zero $(3V_0)$ pelo

relé de tensão residual.



Figura 4.30 – Caso 1: resposta do elemento direcional de impedância de sequência zero (falta fase-terra BG à frente).

Assim que a entrada de controle "*Enable Port*" do relé de tensão residual é habilitada pela saída DIRF, a contagem de tempo para disparo, ajustada em 0,50 s, começa quando o valor de ajuste 59NP é superado pela magnitude da tensão residual. Ao término da contagem de tempo, em t = 620 ms, a saída TRIP 59N vai para nível alto, tal qual ilustra a Figura 4.31, abrindo o disjuntor D2. O sinal TRIP 59N foi escalonado para permitir visualizar o instante de disparo.



Figura 4.31 - Caso 1: resposta do relé de tensão residual com controle direcional (falta fase-terra BG à frente).

4.1.3.2. Caso 2: falta fase-terra BG na direção reversa e disjuntor D1 aberto

É comum o gerador distribuído ter que energizar a LT B1-138 – SE-138 até o terminal do disjuntor D1 quando o mesmo estiver aberto; por exemplo, para uma condição de manutenção no equipamento. As concessionárias têm adotado esta prática de modo a evitar furtos de trechos das linhas de transmissão se, porventura, os disjuntores dos terminais de linha forem abertos, e a linha permanecer totalmente desenergizada. A ocorrência de uma falta à terra na direção reversa, atrás do disjuntor D2, deve ser eliminada somente pelas proteções de interconexão do GD, no terminal do disjuntor D4; neste caso, pela atuação da proteção 59N, pois a rede elétrica está ilhada e isolada. Assim, é imperativo investigar o comportamento direcional do modelo de relé 67NE-59N para uma falta à terra na direção reversa. O resultado da aplicação de uma falta faseterra BG, com $R_F = 40 \Omega$, atrás do disjuntor D2, na barra SE-138, pode ser visto na Figura 4.32.



Figura 4.32 - Caso 2: impedância de sequência zero calculada para falta fase-terra BG reversa e disjuntor D1 aberto.

Observa-se a excursão da impedância de sequência zero, Z_0 , e das impedâncias limites para faltas na direção à frente, ZFT, e na direção reversa, ZRT, respectivamente. A impedância de sequência zero assume valores positivos após o instante de detecção da falta, em t = 100 ms, pois a falta está localizada atrás do relé 67NE-59N. Visto que ZFT $< Z_0$ e $Z_0 > ZRT$, o elemento direcional de impedância de sequência zero declara uma falta na direção reversa. Os fasores da corrente de sequência zero (\underline{I}_0) e da tensão de sequência zero (\underline{V}_0) assumem magnitudes diferentes de zero, assim que a falta é detectada. A resposta dos elementos detectores de falta e do elemento direcional de impedância de sequência zero, para a falta fase-terra na direção reversa, é mostrada na Figura 4.33. Os sinais das saídas dos detectores de falta (50NF, 50NR e 32NE) respondem em iniciar o cálculo da impedância de sequência zero e habilitar a lógica de decisão de direção da falta; entretanto, como a falta foi declarada na direção reversa, a saída DIRR vai para nível alto, enquanto a saída DIRF permanece em nível baixo. A saída DIRF, em nível baixo, bloqueia a medição de tensão de sequência zero $(3V_0)$ pelo relé de tensão residual, e a saída de disparo TRIP 59N não é ativada. Os resultados conferem correta ação direcional ao modelo de relé 67NE-59N diante de faltas à terra em sistemas isolados, nos quais as correntes de falta são predominantemente capacitivas.



Figura 4.33 – Caso 2: resposta do elemento direcional de impedância de sequência zero (falta fase-terra BG reversa e disjuntor D1 aberto).

4.1.3.3. Caso 3: falta fase-terra BG na direção reversa e disjuntor D1 fechado

A simulação de aplicação de uma falta à terra na direção reversa, atrás do relé 67NE-59N, com o disjuntor D1 fechado, tem a finalidade de demonstrar que o elemento direcional de impedância de sequência zero falha em discriminar a direção da falta em sistemas solidamente aterrados, pois o cálculo da impedância de sequência zero, conforme apresentado na equação (3.25), somente se aplica a sistemas isolados. A razão para isso é que as correntes de contribuição de sequência zero vistas pelo terminal do disjuntor D1 estão adiantadas da tensão de sequência zero, ao contrário do que ocorrem com as correntes de sequência zero vistas pelo terminal do disjuntor D2, as quais estão atrasadas da tensão de sequência zero. A Figura 4.34 mostra a excursão da impedância de sequência zero para uma falta fase-terra BG, com $R_F = 40 \Omega$, aplicada na barra SE-138, atrás do disjuntor D2, em t = 100 ms.



Figura 4.34 – Caso 3: impedância de sequência zero calculada para falta fase-terra BG reversa e disjuntor D1 fechado.

Exceto os valores, os sinais das impedâncias obtidos da Figura 4.34 são os mesmos daqueles mostrados na Figura 4.29, tal que $ZFT > Z_0 e Z_0 < ZRT$; logo, o elemento direcional de impedância de sequência zero declara uma falta na direção à frente. Uma vez que todas as condições para a declaração de uma falta na direção à frente são satisfeitas, a saída DIRF vai para nível alto, enquanto a saída DIRR permanece em nível baixo, assim como mostra a Figura 4.35. Com a saída DIRF em nível alto, o relé de tensão residual inicia a contagem de tempo de disparo, ajustado em 0,50 s, pois a tensão de sequência zero (3 V_0) supera o valor de ajuste 59NP. Ao término da contagem de tempo, em t = 615,6 ms, a saída de disparo TRIP 59N vai para nível alto, provocando a abertura indevida do disjuntor D2.



Figura 4.35 – Caso 3: resposta do elemento direcional de impedância de sequência zero (falta fase-terra BG reversa e disjuntor D1 fechado).

O relé de tensão residual com controle direcional deve se adaptar às possíveis alterações na topologia da rede, em resposta às faltas à terra, de modo a atuar corretamente para faltas na direção à frente e restringir a atuação para faltas na direção reversa. Ou seja, para uma falta à terra na LT SE-138 – GD-138, apenas os disjuntores D3 e D4 devem abrir, e as cargas da SE-138 continuam atendidas pela LT B1-138 – SE-138, via disjuntores D1 e D2; todavia, as cargas serão interrompidas se o disjuntor D2 também abrir por atuação incorreta do relé 67NE-59N. Sabendose que um relé direcional de sequência negativa responde corretamente para qualquer tipo de falta desequilibrada, a qual se incluem faltas à terra, o sistema de proteção da Figura 4.36 apresenta

uma solução integrada para aplicação do relé 67NE-59N. Para tanto, foi utilizado o modelo de relé direcional (67), da biblioteca PROTECTIONLIB ([20]), que é polarizado por tensão de sequência negativa e ao qual se conecta na saída DIRR a entrada de controle *"Enable Port*" do relé 67NE-59N. Quando ocorre uma falta à terra na direção reversa, a saída DIRR vai para nível alto; entretanto, na saída do operador lógico NOT, o nível lógico alto é invertido para nível lógico baixo, inibindo o relé 67NE-59N. Para uma falta à terra na direção à frente, independentemente do sistema ser considerado solidamente aterrado ou isolado, a saída DIRR permanece em nível baixo, e o relé 67NE-59N é habilitado. A solução apresentada, portanto, confere correta ação direcional para o relé 67NE-59N qualquer que seja o método de aterramento do sistema.



Figura 4.36 – Sistema integrado de proteção com relé direcional de sequência negativa.

A ação direcional do relé 67 é avaliada graficamente através da Figura 4.37. Logo que a falta é detectada na direção reversa, a saída DIRR vai para nível alto e o relé 67NE-59N é inibido. A saída de disparo TRIP 59N se mantém em nível baixo durante todo o intervalo de aplicação da falta.



Figura 4.37 - Resposta do relé direcional de sequência negativa (falta fase-terra BG reversa e disjuntor D1 fechado).

4.1.4. Dinâmica da proteção diferencial de linha

Adicionalmente ao modelo de relé diferencial de linha, para uso com o ATPDraw, foram programados os modelos de reguladores de tensão e de velocidade, mostrados na Figura A.13 e na Figura A.33, respectivamente, com a rotina MODELS do EMTP/ATP, assim como o modelo de medidor de potência ativa e reativa. No Apêndice B, são apresentadas as rotinas MODELS destes modelos. A simulação de sistemas de proteção no ambiente do ATPDraw oferece potencial de aplicação em redes elétricas de grande porte, pois, se a programação é dificultada pela falta de ferramentas de depuração, por outro lado, a velocidade de processamento do EMTP/ATP compensa o esforço de programação. Baseado neste princípio, as simulações que serão apresentadas seguem a mesma metodologia daquelas que foram discutidas nas seções anteriores; porém, introduzindo o ATPDraw como ferramenta de avaliação de desempenho da proteção diferencial de linha para ilhamento do gerador distribuído. A Figura 4.38 mostra a proteção diferencial de linha inserida no contexto de conexão do gerador distribuído. A disposição das linhas de transmissão, cargas, transformadores e disjuntores segue a mesma representação da rede elétrica da Figura 2.1, com o equivalente de rede na barra B1-138. Novamente, a ligação do enrolamento de alta tensão do transformador elevador do GD foi mantida em delta, a fim de avaliar o desempenho da proteção diferencial de linha para a condição que restringe a detecção de faltas à terra pelo terminal do disjuntor D2.



Figura 4.38 – Representação da rede elétrica interligada no ATPDraw.

4.1.4.1. Caso 1: falta trifásica-terra na saída do disjuntor D2

Os ajustes do modelo de relé diferencial de linha, com os parâmetros referentes às características percentual e no plano α , são mostrados na Figura 4.39. Deve-se atentar que as RTCs do terminal local (TCL) e do terminal remoto (TCR) foram parametrizadas com valores diferentes daqueles que vinham sendo usados nas simulações anteriores, com o propósito de demonstrar que o modelo corrige o cálculo da corrente diferencial e de restrição quando são empregadas diferentes RTCs nos terminais de linha. A lógica de bloqueio harmônico foi desabilitada (HBLEN = 0), uma vez que não há transformadores dentro da zona de proteção diferencial. Assim sendo, este ajuste será mantido para todas as simulações apresentadas a seguir.

Aunoutes						
DATA	UNIT	VALUE	-	NODE	PHASE	NAME
TCL		160		IL	ABC	
TCR		120		IR	ABC	
P87LP	A	1		DISP	1	
P87LA	Grau	170		TRIP	1	
P87LR		5				
ITH	x IN	0.2				
К1	%	50				
IB	x IN	2				
				-		
Copy	aste entire data	grid Reset	Order:	0	Label:	
Co <u>m</u> ment: IN	= 5 A	12 5				
Models Lib	orary					
			0			📰 Hide
M <u>o</u> del:	DIF87L	Edit	<u>U</u> se	As: DIF87L	Record	Protect
					1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	

Figura 4.39 – Janela de ajustes do relé diferencial de linha.

A Figura 4.40 apresenta os sinais das correntes da fase A, em valores referidos ao secundário, tanto do terminal local (IL1) quanto do terminal remoto (IR1), e as magnitudes IAL e IAR de seus respectivos fasores, para uma falta trifásica-terra, sem resistência de falta, na saída do disjuntor D2, dentro da zona de proteção diferencial. Os sinais de corrente das outras duas fases não são mostrados, pois possuem a mesma amplitude e magnitude do fasor de corrente da fase A, salvo a defasagem angular. Por se tratar de uma simulação dinâmica, em regime transitório, verifica-se a assimetria na forma de onda da corrente de falta devido à componente de corrente contínua. As correntes IL1 e IR1 estão defasadas de aproximadamente 180° durante o regime de pré-falta, mas entram praticamente em fase após a aplicação da falta. Nota-se que a

estimação dos fasores ocorre com certo atraso de tempo, de quase um ciclo e meio, em virtude de os atrasos introduzidos pelo filtro *anti-aliasing*, filtro cosseno e canal de comunicação. Ao canal de comunicação, foi atribuído um atraso de tempo de 5 ms. As diferenças nas magnitudes dos fasores são função da localização da falta em relação aos terminais local e remoto, assim como as diferenças entre as RTCs, conforme mencionado na subseção 3.4.10.1.



Figura 4.40 – Caso 1: sinais das correntes da fase A dos terminais local e remoto (falta trifásica-terra).

O gráfico da corrente de operação (IOPA) em função da corrente de restrição (IRTA), de acordo com a Figura 4.41, mostra que a relação entre as duas correntes é constante e igual a 1,0 para a falta dentro da zona de proteção diferencial, pois as correntes IOPA e IRTA são iguais em módulo. A magnitude das correntes IOPA e IRTA é dependente do módulo e do ângulo das tensões nas barras terminais, das impedâncias entre as respectivas barras e do local da falta. Ao ser inserida a característica de operação diferencial percentual (curva em azul), descrita segundo os ajustes definidos para o elemento diferencial percentual, vê-se que a corrente IOPA migra da região de restrição para a região de operação. Esta mudança de região que a corrente IOPA experimenta é interpretada pelo algoritmo de proteção como uma declaração de falta dentro da zona de proteção diferencial. Assim, após a falta ter sido declarada válida e terem sido satisfeitas todas as condições de disparo, são gerados os sinais de disparo DISPA, DISPB e DISPC, um para cada uma das fases, que podem ser vistos no gráfico da Figura 4.42. Uma inspeção da Figura 4.40 revela que a falta tem início em t = 200,0 ms, sendo que o sinal de disparo associado ao elemento

diferencial da fase A (DISPA) vai para o nível lógico alto em t = 225,0 ms; portanto, a falta é eliminada em 25,0 ms.



Figura 4.41 - Caso 1: corrente de operação em função da corrente de restrição (falta trifásica-terra).



Figura 4.42 - Caso 1: sinais de disparo do elemento diferencial percentual (falta trifásica-terra).

O algoritmo de proteção no plano α opera de acordo com a Figura 4.43, que mostra a variação no domínio do tempo das partes real e imaginária da relação I_{AR} / I_{AL} , uma abordagem diferente da normalmente utilizada, na qual a variável "b" (parte imaginária) é plotada em relação à variável "a" (parte real). Durante o regime de pré-falta, tanto a parte real quanto a parte imaginária da relação I_{AR} / I_{AL} assumem valores negativos, que colocam a relação I_{AR} / I_{AL} na região de restrição do plano α . Assim que a falta é aplicada, a parte real e a parte imaginária da relação I_{AR} / I_{AL} assumem valores positivos, deslocando a relação I_{AR} / I_{AL} para a região de operação do plano α . Tão logo a relação I_{AR} / I_{AL} entra na região de operação e o ajuste P87LP é superado pela corrente de operação diferencial, da-se início a uma temporização de dezesseis contagens de tempo (um ciclo) para disparo.



Figura 4.43 – Caso1: variação no domínio do tempo das partes real e imaginária da relação I_{AR} / I_{AL} (falta trifásicaterra).

O sinal de disparo associado ao elemento diferencial da fase A (TRIPA) vai para o nível lógico alto em t = 225,0 ms, para a falta aplicada em t = 200,0 ms; portanto, resultando em um tempo de atuação igual a 25,0 ms, conforme mostra a Figura 4.44. Nota-se que o tempo de atuação do elemento diferencial no plano α é igual ao tempo de atuação do elemento diferencial percentual.



Figura 4.44 – Caso 1: sinais de disparo do elemento diferencial no plano α (falta trifásica-terra).

A análise dinâmica da proteção diferencial de linha corresponde aos resultados obtidos durante a etapa de validação do modelo, pois a falta trifásica-terra foi corretamente detectada e eliminada dentro da zona de proteção diferencial. A Figura 4.45 mostra que, após o ilhamento do gerador distribuído, a frequência da máquina síncrona (FMAQ) encontra um ponto de equilíbrio acima da frequência nominal. A frequência em regime permanente, acima do valor de 60 Hz, se deve ao estatismo permanente de 5% ajustado no regulador de velocidade. A frequência da

máquina síncrona cresce momentaneamente como resultado da perturbação; porém, se estabiliza em torno de 60,48 Hz, devido à ação de controle exercida pelo regulador de velocidade. Contudo, a potência elétrica ativa (PELE) se estabiliza em torno de 10,0 segundos, em um patamar que corresponde à soma da potência ativa consumida pela subestação de distribuição, com o consumo do gerador distribuído, mais as perdas pelo caminho. O regulador de velocidade, então, ajusta a potência mecânica (PMEC) da máquina para atender ao novo patamar de potência ativa. A tensão nos terminais da máquina síncrona (V_GD13) e na barra de carga da subestação de distribuição (V_SE13) se mantém dentro dos limites normais estabelecidos. A potência ativa (P_GD13) e reativa (Q_GD13) consumidas na planta do gerador distribuíção, retomam os valores de regime anteriores ao impacto da perturbação.



Figura 4.45 – Caso 1: potência elétrica ativa e reativa nas barras SE-13,8 e GD-13,8; tensão nas barras SE-13,8 e GD-13,8; potência elétrica e mecânica da máquina síncrona; e frequência da máquina síncrona.

4.1.4.2. Caso 2: falta fase-terra CG na saída do disjuntor D2

Os sinais das correntes da fase C, em valores secundários, tanto do terminal local (IL3) quanto do terminal remoto (IR3), e as magnitudes ICL e ICR de seus respectivos fasores, para uma falta fase-terra, com $R_F = 60 \Omega$, na saída do disjuntor D2, dentro da zona de proteção diferencial, podem ser vistos na Figura 4.46. Observa-se que a corrente do terminal remoto possui magnitude inferior à corrente do terminal local, pois a corrente na fase defeituosa do terminal remoto é formada apenas por componentes de sequência positiva e negativa. A ausência de componentes de sequência zero, devido ao delta do transformador elevador do GD, limita a corrente de curto-circuito na fase defeituosa. Vista pelo terminal local, a localização e o valor da resistência de falta impõem à proteção diferencial de linha uma redução da magnitude da corrente de curto-circuito, tanto que a corrente IL3 é praticamente simétrica por causa da ausência da componente de corrente contínua, fortemente atenuada pela resistência de falta. A diferença entre as magnitudes dos fasores é também em virtude da diferença entre as RTCs. As correntes IL3 e IR3 estão defasadas de aproximadamente 180° durante o regime de pré-falta, mas entram praticamente em fase após a aplicação da falta, em t = 200 ms. A estimação dos fasores é atrasada de quase um ciclo e meio, em virtude de os atrasos introduzidos pelo filtro anti-aliasing, filtro cosseno e atraso de tempo de 5 ms atribuído ao canal de comunicação.



Figura 4.46 – Caso 2: sinais das correntes da fase C dos terminais local e remoto (falta fase-terra CG).A relação entre a corrente de operação (IOPC) e a corrente de restrição (IRTC) é

constante e igual a 1,0, conforme ilustra a Figura 4.47, para a falta dentro da zona de proteção diferencial, pois as correntes IOPC e IRTC são praticamente iguais em módulo. Ao ser inserida a característica de operação diferencial percentual (curva em azul), nota-se que a corrente IOPC passa da região de restrição para a região de operação. A inclinação da característica diferencial não pode ser vista, pois, em razão das baixas magnitudes das corrente envolvidas, o ponto de operação permanece na porção do gráfico onde a característica diferencial é constante.



Figura 4.47 - Caso 2: corrente de operação em função da corrente de restrição (falta fase-terra CG).

O deslocamento da corrente IOPC para a região de operação é interpretado pelo algoritmo de proteção como uma declaração de falta dentro da zona de proteção diferencial. Logo, após a falta ter sido declarada válida e terem sido satisfeitas todas as condições de disparo, são gerados os sinais de disparo DISPA, DISPB e DISPC, um para cada uma das fases, que são mostrados no gráfico da Figura 4.48. O sinal de disparo associado ao elemento diferencial da fase C (DISPC) vai para o nível lógico alto em t = 226,1 ms, para a falta aplicada em t = 200 ms; portanto, a falta é eliminada 26,1 ms. Comparado com o resultado da Figura 4.42, há um discreto aumento do tempo de eliminação da falta; contudo, insignificante. Este resultado serve para ilustrar que uma falta detectada pela proteção diferencial, qualquer que seja sua localização e seu tipo, conduz a tempos uniformes de eliminação de falta, dependentes apenas do algoritmo de proteção diferencial e do canal de comunicação utilizado.



Figura 4.48 - Caso 2: sinais de disparo do elemento diferencial percentual (falta fase-terra CG).

A representação convencional da trajetória da relação I_{CR} / I_{CL} no plano α é mostrada na Figura 4.49, tal que a parte imaginária "b" é plotada em relação à parte real "a". A curva em azul delimita as regiões de restrição e de operação da característica de operação diferencial. A abertura angular de 170° limita a área da região de restrição ao segundo e terceiro quadrantes, conforme definido no ajuste P87LA da Figura 4.39. Durante o regime de pré-falta, a relação I_{CR} / I_{CL} assume valor igual a -1,375 - j0,427, que coloca o ponto de operação na região de restrição da característica diferencial. Logo que a falta é aplicada, a relação I_{CR} / I_{CL} se desloca para a região de operação, à direita da origem (0,0), onde assume o valor de 0,1153 + j0,031. Assim que o ajuste P87LP é superado pela corrente de operação diferencial, tem início uma temporização de dezesseis contagens de tempo (um ciclo) para disparo.



Figura 4.49 – Caso 2: trajetória da relação I_{CR} / I_{CL} no plano α (falta fase-terra CG).

O sinal de disparo associado ao elemento diferencial da fase C (TRIPC) vai para o nível lógico alto em t = 226,1 ms, para a falta aplicada em t = 200,0 ms; portanto, resultando em um tempo de atuação igual a 26,1 ms, conforme mostra a Figura 4.50. Nota-se que o tempo de atuação do elemento diferencial no plano α é igual ao tempo de atuação do elemento diferencial percentual. Novamente, o resultado obtido revela que a falta detectada pela proteção diferencial é eliminada em tempo praticamente constante, independente da natureza da falta, mas dependente do algoritmo de proteção e do canal de comunicação.



Figura 4.50 – Caso 2: sinais de disparo do elemento diferencial no plano α (falta fase-terra CG).

As grandezas mecânicas e elétricas da máquina síncrona do GD não serão mostradas, pois apresentam os mesmos valores que foram observados na Figura 4.45.

4.1.4.3. Caso 3: falta trifásica-terra com saturação de TCs

As simulações precedentes investigaram a resposta do modelo de proteção diferencial de linha para faltas localizadas dentro da zona de proteção diferencial, e em conformidade com as especificações do sistema de proteção, as quais consideram o correto dimensionamento dos TCs. Contudo, uma análise pessimista também deve investigar a resposta do elemento de proteção diferencial percentual e do elemento diferencial no plano α quando há saturação dos TCs, para uma condição que possa divergir das especificadas. Assim sendo, foi aplicada uma falta trifásicaterra, sem resistência de falta, atrás do disjuntor D2, na barra SE-138, a fim de submeter os TCs do terminal remoto (TCR) aos efeitos de saturação do enrolamento secundário. O efeito de saturação não poderia ser obtido com os TCs atuais de RTC = 600-5 A; portanto, para forçar a saturação, optou-se em fazer RTC = 100-5 A, segundo a curva de saturação da Figura 4.51 e com uma carga de 1,0 + j0,1 Ω ligada ao secundário, representando a carga nominal dos TCs. Tratase, afinal, de uma condição extrema e pouco provável, contrária às especificações de projeto e que jamais seria adotada, mas muito útil para propósitos de avaliação de desempenho da proteção

diferencial de linha.



Figura 4.51 - Caso 3: curva de saturação dos TCs do terminal remoto.

As correntes de curto-circuito que circulam nos secundários dos TCs dos terminais local (TCL) e remoto (TCR), no instante de aplicação da falta, em t = 200 ms, são vistas na Figura 4.52 e na Figura 4.53, respectivamente.



Figura 4.52 - Caso 3: correntes de curto-circuito nos secundários dos TCs do terminal local.



Figura 4.53 - Caso 3: correntes de curto-circuito nos secundários dos TCs do terminal remoto.

Observa-se que as correntes de curto-circuito cessam em razão da atuação incorreta da proteção diferencial de linha, conforme será demonstrado em seguida. O efeito de saturação dos TCs do terminal remoto fica evidente diante da deformação da forma de onda das correntes, uma vez que os secundários não conseguem mais reproduzir as correntes que circulam no primário. O processo de amostragem das correntes de fase, nos secundários dos TCs do terminal remoto, IR1, IR2 e IR3, na etapa que antecede a estimação de fasores pelo filtro cosseno, pode ser observado na Figura 4.54, na qual se vê os degraus representativos do intervalo de amostragem (16 amostras por ciclo).



Figura 4.54 – Caso 3: amostras das correntes nos secundários dos TCs do terminal remoto.

O efeito de saturação dos TCs tem como consequência uma considerável perda da parcela da componente de frequência fundamental que compõe a corrente de curto-circuito, refletindo tanto na fase quanto na magnitude dos fasores estimados pelo filtro cosseno, tal qual ilustra a Figura 4.55.



Figura 4.55 - Caso 3: magnitude das correntes nos secundários dos TCs do terminal remoto.

A redução da magnitude dos fasores das correntes do terminal remoto resulta em corrente de operação que somente pode ser compensada através da modificação da característica diferencial percentual, ou alteração dos ajustes; porém, à custa de perda de sensibilidade para faltas dentro da zona de proteção diferencial. O gráfico da corrente de operação (IOPC) em função da corrente de restrição (IRTC), segundo a Figura 4.56, mostra que os TCs do terminal remoto não respondem com corrente de restrição suficiente para manter a corrente de operação na região de restrição, com a saturação dos TCs. As correntes da fase C foram escolhidas por terem sido as primeiras a gerar um sinal de disparo (DISPC). Uma análise da Figura 4.52 e da Figura 4.53 sugere que as correntes dos terminais local e remoto mantêm uma defasagem de aproximadamente 180° após a aplicação da falta, indicação de uma falta fora da zona de proteção diferencial. Contudo, a magnitude reduzida das correntes do terminal remoto não é suficiente para manter a corrente IOPC dentro da região de restrição, ou seja, abaixo da característica diferencial percentual. Observa-se que a corrente IOPC sai da região de restrição rumo à região de operação, seguindo uma trajetória que não é linear e cujo aspecto aleatório se deve à variação da corrente IOPC em virtude da saturação dos TCs. A mudança de região que a corrente IOPC experimenta é interpretada pelo algoritmo de proteção como uma declaração de falta dentro da zona de proteção diferencial.



Figura 4.56 - Caso 3: corrente de operação em função da corrente de restrição com saturação dos TCs.

Assim, após a falta ter sido declarada erroneamente como válida e terem sido satisfeitas todas as condições de disparo, são gerados os sinais de disparo DISPA, DISPB e DISPC, um para cada uma das fases, que podem ser vistos no gráfico da Figura 4.57. O sinal de disparo DISPC vai para o nível lógico alto em t = 227,2 ms; portanto, a falta é eliminada em 27,2 ms.



Figura 4.57 - Caso 3: sinais de disparo do elemento diferencial percentual com saturação dos TCs.

Em algumas situações, a variação no domínio do tempo das partes real e imaginária da relação I_{CR} / I_{CL} , conforme apresenta a Figura 4.58, oferece uma melhor visualização da resposta do algoritmo de proteção diferencial no plano α ; por exemplo, para pequenos intervalos de tempo, uma vez que é possível observar a transição das partes real e imaginária da região de restrição para a região de operação.



Figura 4.58 – Caso 3: variação no domínio do tempo das partes real e imaginária da relação I_{CR} / I_{CL} com saturação dos TCs.

Anteriormente à aplicação da falta, em t = 200 ms, tanto a parte real quanto a parte imaginária da relação I_{CR} / I_{CL} assumem valores negativos, que colocam a relação I_{CR} / I_{CL} no terceiro quadrante do plano α ; neste caso, em razão dos parâmetros de ajustes, dentro da região de restrição. Tão logo a falta é detectada, a parte real e a parte imaginária da relação I_{CR} / I_{CL} mantêm valores negativos; portanto, permanecendo na região de restrição até a eliminação da falta. O algoritmo de proteção diferencial no plano α interpreta esta relação como uma falta fora da zona de proteção diferencial. Assim, os sinais de disparo TRIPA, TRIPB e TRIPC, mostrados na Figura 4.59, permanecem em nível lógico baixo e nenhum sinal de disparo é enviado para os disjuntores dos terminais de linha. Os resultados apresentados convergem para uma maior robustez do algoritmo de proteção diferencial no plano α , quando comparado com o algoritmo de proteção diferencial percentual, frente à faltas fora da zona de proteção diferencial, inclusive com saturação dos TCs. Entretanto, mesmo para a característica diferencial percentual, os fabricantes de relés digitais utilizam algoritmos de proteção mais eficientes, que melhoram a resposta para correntes distorcidas pela saturação de TCs ([60]). A taxa de variação da corrente em relação ao tempo também é usada para determinar se há saturação e, assim, bloquear a atuação da proteção.



Figura 4.59 – Caso 3: sinais de disparo do elemento diferencial no plano α com saturação dos TCs.

4.1.4.4. Caso 4: falta fase-terra em fim de linha

Conforme foi visto na subseção 4.1.3.2, é comum o gerador distribuído ter que energizar a LT B1-138 – SE-138 até o terminal do disjuntor D1 quando este estiver aberto; por exemplo, para uma condição de manutenção no equipamento, ficando a linha energizada pelo terminal do disjuntor D2. A simulação que será apresentada visa demonstrar que a proteção diferencial de linha não atuará para tal condição, uma vez que as correntes de curto-circuito são limitadas pelas capacitâncias de sequência zero dos trechos de linha. É de conhecimento que a ligação em delta do transformador elevador do GD não oferece um caminho para circulação de correntes de sequência zero no lado de alta tensão. A simulação tem início com a aplicação de uma falta faseterra AG, sem resistência de falta, na saída do disjuntor D1, dentro da zona de proteção diferencial, mantendo-se este disjuntor aberto, tal que as contribuições de curto-circuito são oriundas apenas do terminal do disjuntor D2. A Figura 4.60 mostra as correntes do terminal remoto, IR1, IR2 e IR3, antes e após a aplicação da falta, em t = 100 ms. Anteriormente à aplicação da falta, as correntes nas três fases são devidas somente ao efeito capacitivo dos trechos de linha. Teoricamente, estas correntes possuem apenas componentes de sequência positiva, dado que o sistema está equilibrado. Entretanto, após a aplicação da falta, o aumento que se verifica na corrente da fase A tem uma parcela mais significativa de componentes de sequência positiva e negativa, notando-se ainda um aumento da participação de componentes de sequência zero; porém, as capacitâncias de sequência zero são fatores limitantes das correntes de curto-circuito. Tal entendimento é de fundamental importância para uma análise das correntes de falta em sistemas isolados. Visto pelo terminal remoto, basta observar que as redes de sequências estão ligadas em série, e o único caminho de circulação das correntes de sequência é através da rede de sequência zero, via capacitâncias de sequência zero.



Figura 4.60 - Caso 4: correntes IR1, IR2 e IR3 do terminal remoto.

O algoritmo de proteção diferencial ao estimar a magnitude dos fasores de corrente compara a magnitude da corrente de operação com a magnitude da corrente de restrição, segundo uma característica diferencial percentual, e também estabelece uma relação entre magnitudes para a caraterística diferencial no plano α . A ausência das correntes do terminal local, o disjuntor D1, colocaria a falta dentro da região de operação de ambas as características diferenciais; todavia, as magnitudes IAR, IBR e ICR das correntes do terminal remoto não são suficientes para atingir o valor de ajuste das correntes de operação ITH e P87LP, respectivamente, conforme mostra a Figura 4.61. Portanto, a lógica de decisão de disparo não é habilitada e nenhuma ação é tomada pela proteção diferencial de linha.



Figura 4.61 - Caso 4: magnitudes IAR, IBR e ICR das correntes do terminal remoto.

Caso os ajustes das correntes de operação fossem reduzidos para permitir a atuação da proteção, poderia ocorrer atuação durante a energização da linha em vazio, em razão de elevadas correntes capacitivas. Logo, a proteção diferencial de linha não poderá atuar para a contingência simulada, se esta manobra operativa vier a ocorrer de fato. Assim sendo, duas medidas devem ser adotadas:

- Não permitir o ilhamento do gerador distribuído, o que contraria a proposta de ilhamento intencional;
- 2) Associar à proteção diferencial de linha o relé de tensão residual com controle direcional, mostrado na Figura 4.36, a fim de cumprir com os requisitos de proteção para o ilhamento intencional. Certamente esta medida deve ser escolhida, de modo a assegurar a eliminação de faltas em fim de linha quando o disjuntor D1 estiver aberto; e, ao mesmo tempo, se beneficiar da alta velocidade de eliminação de faltas que é imposta pela proteção diferencial de linha para as condições normais de operação, nas quais o gerador distribuído opera em sincronismo com a rede elétrica interligada.

Ao se considerar que a falta fase-terra não será eliminada, caso o relé de tensão residual com controle direcional não seja aplicado, as proteções da máquina síncrona devem ser ajustadas prevendo esta situação, a fim de tentar eliminar a contribuição de curto-circuito, ainda que de

pequena intensidade. Mesmo não havendo correntes de sequência zero do lado de alta tensão, do lado de média tensão, nos terminais da máquina síncrona, nota-se a presença de correntes de sequência positiva e de sequência negativa, assim como ilustra a Figura 4.62.



Figura 4.62 – Caso 4: magnitude das correntes de sequência IO, I1 e I2 nos terminais da máquina síncrona.

As correntes de sequência positiva constituem um acréscimo de 13,8% em relação à corrente nominal da máquina síncrona. Considera-se que a proteção de sobrecorrente de fase (ANSI 51) deve ser ajustada em, no mínimo, 125% da corrente nominal, de modo a evitar desligamentos diante de pequenas variações de carga ([61]). As correntes de sequência negativa representam 7,6% da corrente nominal, um desequilíbrio de corrente considerado aceitável. Portanto, nenhuma proteção de sobrecorrente, quer seja sobrecorrente de fase, ou de sequência negativa (ANSI 46) será capaz de detectar a falta, visto que os percentuais obtidos são admissíveis e estão dentro dos limites de operação da máquina síncrona. Tampouco as proteções de subfrequência, ou de tensão são confiáveis a ponto de serem ajustadas com total segurança, uma vez que a variação de frequência não é tão significativa e nem se percebe variação de tensão, tal qual mostrado na Figura 4.63.



Figura 4.63 – Caso 4: potência elétrica ativa e reativa nas barras SE-13,8 e GD-13,8; tensão nas barras SE-13,8 e GD-13,8; potência elétrica e mecânica da máquina síncrona; e frequência da máquina síncrona.

Estas constatações são importantes, pois são reforçadas através de uma análise mais aprofundada da dinâmica que envolve a falta, nem sempre perceptível por meio de simulações de curto-circuito em regime permanente. Em suma, as proteções da máquina síncrona não são adequadas para detectar uma falta fase-terra no lado de alta tensão de um sistema isolado; resta, portanto, recorrer à proteção de tensão residual, pois os desequilíbrios de tensão somente serão perceptíveis do lado de alta tensão. A Figura 4.64 mostra as tensões de fase e a magnitude da tensão de sequência zero (\underline{V}_0) no terminal de linha do disjuntor D4. O algoritmo de estimação dos fasores das componentes de sequência utiliza o filtro cosseno de ciclo completo (16 amostras) desenvolvido especialmente para o ambiente do ATPDraw.



Figura 4.64 – Caso 4: magnitude da tensão de sequência zero no terminal do disjuntor D4.

5. CONCLUSÕES

Esta tese de doutorado foi dividida em duas partes principais, sendo uma referente aos estudos de viabilidade técnica para a prática de ilhamento intencional e outra referente ao desenvolvimento de modelos computacionais para representar os principais dispositivos de proteção empregados com geradores distribuídos em estudos dinâmicos.

Do ponto de vista de estudos de viabilidade, a identificação e seleção de casos candidatos ao ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos devem passar por uma avaliação detalhada. Os estudos de viabilidade técnica da conexão visam avaliar inicialmente a operação da rede interligada e, somente após esta análise, investigar a viabilidade do ilhamento intencional. Tal necessidade se justifica pelo fato de os geradores distribuídos não serem planejados para operar em ilhas elétricas, mas interligados com outros subsistemas e em conjunto com outros geradores. Uma vez que todos os impactos para a operação interligada somente são compreendidos após a conclusão dos estudos preliminares, pode-se prosseguir com a avaliação do ilhamento intencional; para tanto, são recomendados estudos de fluxo de potência, curto-circuito, proteção, estabilidade transitória, e transitórios eletromagnéticos.

Do ponto de vista de desenvolvimento de modelos para simulação computacional dinâmica dos elementos de proteção tipicamente empregados com geradores distribuídos, além da expansão dos modelos de relés da biblioteca PROTECTIONLIB ([20]), também foram desenvolvidos novos modelos de relés digitais de proteção para uso multiambiente e multiplataforma, que podem ser empregados em diversos programas de análise de transitórios eletromagnéticos, tais como SimPowerSystems, PSCAD/EMTDC, ATP, ou em programa de transitórios eletromecânicos, como o programa ANATEM do CEPEL. O resultado da pesquisa são modelos precisos e facilmente combinados, cada qual em seu ambiente de simulação, de modo a compor novos sistemas de proteção digital para viabilidade do ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos. A modelagem funcional dos relés de proteção mostrou-se aplicável em pesquisas na área de proteção de sistemas elétricos, além de permitir desenvolver novas lógicas e novos esquemas de proteção. A precisão dos modelos foi validada através de avaliação do comportamento dinâmico, servindo-se tanto de arquivos em COMTRADE quanto de casos simulados no ambiente do ATP.

Atualmente, a biblioteca PROTECTIONLIB, representada na Figura 5.1, consta com os seguintes modelos validados:

- Relé de sobrecorrente instantâneo e temporizado de fase (50/51);
- Relé de sobrecorrente instantâneo e temporizado de terra (50/51N);
- Relé de sobrecorrente temporizado com restrição de tensão (51V);
- Relé de sobrecorrente direcional (67);
- Relé de sobrecorrente de sequência negativa (46);
- Relés de sub e sobretensão (27/59);
- Relé de sobretensão de sequência zero (59N);
- Relés de sub e sobrefrequência (81U/81O);
- Relé de distância de fase (21);
- Relé de distância de terra (21N) com característica quadrilateral e com lógica de proteção por fonte fraca (*weak infeed*) e eco (*echo*), associada ao esquema de transferência de disparo por sobrealcance permissivo;
- Relé de tensão residual com controle direcional por elemento direcional de impedância de sequência zero (67NE).

Além destes modelos desenvolvidos em ambiente SimPowerSystems, o relé diferencial de linha com característica diferencial percentual e com característica diferencial no plano α foi modelado no ambiente ATP.



Figura 5.1 – Biblioteca PROTECTIONLIB com os novos modelos de relés digitais de proteção.

5.1. Trabalhos Futuros

Como sugestões para trabalhos futuros, têm-se:

- Desenvolvimento de novos modelos de relés de proteção adaptativos, incorporando redes neurais artificiais, lógica difusa, máquinas de inferência, algoritmos genéticos e modernas técnicas de inteligência artificial;
- Aplicação desta biblioteca para analisar de forma detalhada o impacto da conexão de geradores distribuídos no sistema de proteção de redes de distribuição de energia elétrica, sobretudo, no caso de multigeradores e de fontes de energia renovável;
- Avaliar o impacto da microgeração distribuída no sistema de proteção de redes de distribuição de energia elétrica, com ênfase em geração fotovoltaica residencial e comercial, assim como geradores que utilizam inversores de frequência;

- Pesquisa de novos métodos e técnicas de integração de geração distribuída em redes inteligentes (*Smart Grid*), com destaque para a recomposição automática de circuitos e a mudança adaptativa dos ajustes dos dispositivos de proteção;
- Estudos de métodos e técnicas para aplicação da proteção diferencial de corrente em redes de distribuição de média tensão, juntamente com a pesquisa de novos meios de comunicação para viabilidade técnica de implantação;
- Aprimoramento da rotina MODELS do modelo de relé diferencial de linha, a fim de incorporar elementos diferenciais de sequência negativa e de sequência zero, lógica de disjuntor aberto, lógica de detecção de saturação de TCs, adaptação de RTCs e de grupos vetoriais de transformadores de potência ligados entre os terminais de linha.

Apêndice A. ASPECTOS DE MODELAGEM DA UNIDADE GERADORA

O diagrama esquemático simplificado de uma unidade geradora, e alguns de seus principais elementos componentes, é apresentado na Figura A.1. Nela aparece o gerador síncrono, que é responsável pela produção de energia elétrica, sendo normalmente acionado por uma turbina ou motor diesel. A turbina, por sua vez, tem a velocidade de rotação e a potência, entregue ao eixo, controladas por um regulador de velocidade que atua basicamente nas válvulas de admissão de gás, vapor ou água, conforme o tipo considerado. A energia elétrica produzida pelo gerador síncrono é transmitida ao sistema de potência através de transformadores elevadores. Estes elementos elevam as tensões para patamares mais adequados em termos das perdas dos sistemas de transmissão. Na Figura A.1 pode-se observar, também, a existência de um sistema de excitação e de um regulador de tensão. Estes elementos têm a finalidade de alimentar o enrolamento de campo do gerador com corrente contínua (corrente unidirecional), que é necessária para a produção do fluxo magnético dentro da máquina, assim como controlar a tensão terminal, a potência reativa gerada pela unidade e auxiliar na estabilidade da máquina e do sistema de potência correspondente. A Figura A.1 mostra ainda um transformador adicional. Equipamentos como este, dispostos na saída do gerador, são utilizados em algumas configurações para a alimentação de serviços auxiliares e de sistemas de controle.



Figura A.1 – Diagrama esquemático da unidade geradora.

A Seção A.1 descreve os dados que são necessários para uma adequada representação dos geradores síncronos em estudos de transitórios eletromecânicos ([22], [62]). Os dados dos demais elementos componentes das unidades geradoras, ou seja: sistemas de excitação, reguladores de tensão, turbinas, caldeiras e reguladores de velocidade, são apresentados nos itens posteriores.

A.1. Características Básicas dos Geradores Síncronos

Os geradores síncronos podem ser classificados como hidrogeradores e turbogeradores. Os hidrogeradores operam normalmente com baixas rotações (inferiores a 500 rpm) e apresentam grande número de polos, e como o próprio nome sugere são acionados por turbinas hidráulicas e instalados em usinas hidroelétricas. Os turbogeradores operam com altas rotações, tipicamente 3600 ou 1800 rpm (para sistemas com frequência de 60 Hz), apresentando 2 ou 4 polos, respectivamente. Este tipo de gerador é acionado por turbinas térmicas, sendo instalado em usinas termoelétricas.

Com o intuito de reduzir o efeito de reação à força centrípeta, os turbogeradores são desenvolvidos com pequeno diâmetro, comprimento longo e rotor liso ou cilíndrico. Já a baixa rotação dos hidrogeradores permite a execução de rotores de grande diâmetro, comprimento reduzido e com polos salientes. O número de polos do gerador (p) é definido com base na frequência de operação do sistema de potência (f) e na rotação da máquina em rpm (n), podendo ser calculado através da expressão p = 120 f / n.

Os geradores síncronos, de uma forma geral, são compostos por duas partes magnéticas principais: o estator e o rotor. Ambas são confeccionadas com materiais ferromagnéticos, que apresentam alta permeabilidade para o fluxo magnético. No estator (também chamado de armadura) são dispostos enrolamentos que conectam a máquina ao sistema elétrico de potência. Através dos enrolamentos do estator circulam correntes elétricas que permitem suprir a potência demandada pelo sistema. No rotor são encontrados dois tipos de enrolamentos: o enrolamento de campo, que é responsável pela excitação da máquina e consequentemente pela produção do fluxo magnético de excitação, e os enrolamentos amortecedores, que têm papel importante no amortecimento das oscilações mecânicas e na qualidade do sinal de tensão obtido no estator. Nos turbogeradores os enrolamentos amortecedores são montados axialmente em ranhuras existentes no rotor, assim como o enrolamento de campo. Já nos hidrogeradores os enrolamentos
amortecedores são dispostos de forma axial em ranhuras existentes nos polos salientes, sendo o enrolamento de campo bobinado nestes polos.

No enrolamento de campo da máquina circula uma corrente contínua, suprida pelo sistema de excitação. A ação desta corrente juntamente com o movimento do rotor, que é acionado pela turbina, produz uma tensão induzida no estator. Caso a máquina esteja ligada ao sistema, irá circular corrente alternada pelos enrolamentos do estator. Esta corrente produz um fluxo de reação no próprio estator que tende a se opor ao fluxo magnético de excitação. A composição destes dois fluxos tem efeitos diferentes nos enrolamentos do estator e do rotor. O fluxo magnético de excitação, que é produzido pelo rotor, e o fluxo magnético de reação do estator têm magnitudes constantes e giram com a velocidade angular do rotor. Assim, a composição dos dois fluxos dá origem a um fluxo resultante, que é estacionário em relação ao rotor, mas que gira com velocidade síncrona em relação ao estator.

A ação dos enrolamentos amortecedores pode ser observada quando a velocidade angular do rotor for diferente da velocidade síncrona. Nesta condição haverá corrente induzida nestes enrolamentos, uma vez que o fluxo magnético resultante deixa de ser estacionário em relação ao rotor. O efeito da corrente induzida é de criar um fluxo magnético que tende a se opor às variações observadas no fluxo resultante, ajudando no restabelecimento do sincronismo e no amortecimento das oscilações do rotor.

Os geradores síncronos são ligados ao sistema elétrico de potência através de transformadores elevadores. No caso de pequenos geradores a conexão com os transformadores é realizada por meio de cabos. Grandes geradores, por sua vez, possuem seus próprios transformadores elevadores e são conectados aos mesmos através de barramentos.

Nos estudos de transitórios eletromecânicos é de fundamental importância considerar os efeitos dos enrolamentos de campo e amortecedores, bem como as características apresentadas pelos enrolamentos do estator. Também é muito importante a consideração da inércia das massas girantes do rotor.

A.1.1. Lista de dados dos geradores síncronos

Com base nas considerações anteriores devem ser apresentados, para os geradores síncronos, os dados descritos na Tabela A.1.

Variável	Descrição					
Vn	Tensão terminal nominal em kV.					
Pmin	Potência ativa mínima de cada unidade, em MW. Este valor serve para verificação de condições de operação em faixa proibida; por exemplo, a cavitação nas turbinas.					
Pmax	Potência ativa máxima de cada unidade, em MW (obtida da curva de capacidade).					
Qmin	Potência reativa mínima de cada unidade, em MVAr (obtida da curva de capacidade).					
Qmax	Potência reativa máxima de cada unidade, em MVAr (obtida da curva de capacidade).					
n	Rotação da máquina em rpm.					
f	Frequência nominal da máquina em Hz.					
Xd	Reatância síncrona de eixo direto, em %.					
Xq	Reatância síncrona de eixo em quadratura, em %.					
X'd	Reatância transitória de eixo direto, em %.					
X'q	Reatância transitória de eixo em quadratura, em % (só para as máquinas de rotor liso).					
X"d	Reatância subtransitória de eixo direto, em % (é desprezado o efeito da saliência subtransitória, isto é, é considerado X"d = X"q).					
Xl	Reatância de dispersão da armadura, em %.					
T'do	Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos.					
T'qo	Constante de tempo transitória de eixo em quadratura em circuito aberto, em segundos (só para as máquinas de rotor liso).					
T"do	Constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos.					
T"qo	Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto, em segundos.					
R _a	Resistência do enrolamento de armadura, em %.					
Н	Constante de tempo de inércia, em segundos. Representa a relação entre a energia cinética armazenada no gerador, à velocidade síncrona, e a potência aparente nominal da máquina.					
D	Constante de amortecimento, em p.u./p.u.; representa a relação entre a potência de amortecimento, em p.u. na base da máquina e a variação da velocidade do rotor, em p.u. na base da velocidade síncrona.					
MVA	Potência aparente nominal da máquina, em MVA, usada como base para os parâmetros.					
Ag	Parâmetro da curva de saturação.					
Bg	Parâmetro da curva de saturação.					

Tabela A.1 – Dados dos geradores síncronos.

A.1.2. Características específicas dos dados dos geradores síncronos

Para um bom entendimento a respeito dos dados mencionados na seção anterior é realizada em seguida uma descrição mais detalhada de cada uma das variáveis e parâmetros indicados.

Tensão Terminal Nominal (Vn): corresponde à tensão de linha nos terminais da máquina, à potência nominal.

Potência Mínima (Pmin): corresponde à potência necessária para manter o ciclo térmico, em turbinas a vapor e a potência necessária para evitar problemas de cavitação ou vibrações, em turbinas hidráulicas.

Reatância Síncrona de Eixo Direto (Xd): razão do valor, em condições estáveis, do harmônico fundamental da tensão primária, produzido pelo fluxo magnético total primário de eixo direto, devido à corrente primária de eixo direto, para o valor do harmônico fundamental dessa corrente, com a máquina girando na rotação nominal. Para a maioria das máquinas a resistência da armadura pode ser desprezada, pois ela é pequena em comparação com a reatância síncrona.

Reatância Síncrona de Eixo em Quadratura (Xq): razão do valor, em condições estáveis, do harmônico fundamental da tensão primária, produzido pelo fluxo magnético total primário de eixo em quadratura, devido à corrente primária de eixo em quadratura, para o valor do harmônico fundamental dessa corrente, com a máquina girando na rotação nominal.

Reatância Transitória de Eixo Direto (X'd): razão do valor inicial de uma variação súbita do harmônico fundamental da tensão primária, produzida pelo fluxo magnético total primário de eixo direto, para o valor da variação simultânea do harmônico fundamental da corrente primária de eixo direto, com a máquina girando na rotação nominal e desprezando-se os componentes de decréscimo rápido durante os primeiros ciclos.

Reatância Transitória de Eixo em Quadratura (X'q): razão do valor inicial de uma variação súbita do harmônico fundamental da tensão primária, produzida pelo fluxo magnético total primário de eixo em quadratura, para o valor da variação simultânea do harmônico fundamental da corrente primária de eixo em quadratura, com a máquina girando na rotação nominal e desprezando-se os componentes de decréscimo rápido durante os primeiros ciclos.

Reatância Subtransitória de Eixo Direto (X''d): razão do valor inicial de uma variação súbita do harmônico fundamental da tensão primária, produzida pelo fluxo magnético total primário de eixo direto, para o valor da variação simultânea do harmônico fundamental da corrente primária de eixo direto, com a máquina girando na rotação nominal. Obs.: o valor da corrente nominal é obtido dos ensaios para a corrente nominal da reatância transitória de eixo direto. O valor da tensão nominal é obtido do ensaio de curto-circuito brusco nos terminais da máquina com tensão nominal da armadura operando em vazio.

Reatância de Dispersão da Armadura (XI): relação entre a queda de tensão pela corrente da armadura, devido ao fluxo de dispersão. Os fluxos de dispersão ocorrem de uma parede a outra e ao redor das cabeças de bobina em razão da baixa relutância.

Constante de Tempo Transitória de Eixo Direto em Circuito Aberto (T'd0): tempo necessário para que a componente de decréscimo lento da tensão primária em circuito aberto, devido ao fluxo magnético de eixo direto, após uma variação súbita nas condições de funcionamento, decresça de aproximadamente 63,2% de seu valor inicial, estando a máquina com rotação nominal.

Constante de Tempo Transitória de Eixo em Quadratura em Circuito Aberto (**T'q0**): tempo necessário para que a componente de decréscimo lento da tensão primária em circuito aberto, devido ao fluxo magnético de eixo em quadratura, após uma variação súbita nas condições de funcionamento, decresça de aproximadamente 63,2% de seu valor inicial, estando a máquina com rotação nominal.

Constante de Tempo Subtransitória de Eixo Direto em Circuito Aberto (T''d0): tempo em segundos necessário para que a componente de decréscimo rápido (negativa) da tensão primária de circuito aberto, devido ao fluxo magnético de eixo direto presente nos primeiros ciclos após uma variação súbita nas condições de funcionamento, decresça de aproximadamente 63,2% de seu valor inicial, estando a máquina com rotação nominal.

Constante de Tempo Subtransitória de Eixo em Quadratura em Circuito Aberto (**T''q0**): tempo em segundos necessário para que a componente de decréscimo rápido (negativa) da tensão primária de circuito aberto, devido ao fluxo magnético de eixo em quadratura presente nos primeiros ciclos após uma variação súbita nas condições de funcionamento, decresça de aproximadamente 63,2% de seu valor inicial, estando a máquina com rotação nominal. **Resistência do Enrolamento de Armadura (Ra):** razão do componente ativo de sequência positiva da tensão primária, correspondente às perdas no enrolamento primário e as perdas suplementares em carga, devido à corrente primária senoidal de sequência positiva, para o valor desta corrente, estando a máquina com rotação nominal.

Constante de Tempo de Inércia (H): representa a relação entre a energia cinética armazenada no gerador, à velocidade síncrona, e a potência aparente nominal da máquina. Esta constante pode ser obtida através da equação:

$$H = \frac{\frac{1}{2} \times J \times \left(2\pi \frac{n}{60}\right)^2 \times 10^{-6}}{MVA}$$
(A.1)

onde:

H =constante de tempo de inércia, em segundos (s).

J = momento de inércia, em kg.m².

n = velocidade angular, em rotações por minuto (rpm).

MVA = potência aparente da máquina, em MVA.

Potência Aparente Nominal da Máquina (MVA): produto dos valores eficazes da tensão e da corrente nos terminais da máquina.

A.1.3. Exemplos de dados típicos de geradores síncronos

A Tabela A.2 apresenta um exemplo com dados típicos de um gerador síncrono. Através da mesma é possível ter-se uma ideia de valores.

Variável	Valores	Variável	Valores
Vn	13,8 kV	Xl	10,5 %
Pmin	0	T'do	4,15 s
Pmax	4,8 MW	T'qo	0,692 s
Qmin	-2,3 MVAr	T"do	0,056 s
Qmax	2,3 MVAr	T"qo	0,174 s
n	3600 rpm	R _a	1,03 %
f	60 Hz	Н	3,0 s
Xd	259,7 %	D	0
Xq	128,0 %	MVA	6,75
X'd	30,2 %	Ag	0,0464
X'q	50,0 %	Bg	8,0035
X"d	20,8 %	y = A	$\mathbf{xg.e}^{\mathbf{Bg}(x-C)}$

Tabela A.2 – Exemplo de dados dos geradores síncronos.

A.2. Características dos Sistemas de Excitação e Reguladores de Tensão

Os sistemas de excitação e seus reguladores de tensão têm como finalidades principais: alimentar com corrente contínua o enrolamento de campo das máquinas síncronas (geradores) e estabelecer funções de controle e proteção, para que seja possível obter um bom desempenho operativo destas máquinas e dos sistemas de potência aos quais elas estão ligadas.

A Figura A.1, vista anteriormente, apresenta o diagrama esquemático geral de uma unidade geradora e de seus controladores. Pode-se observar a existência de uma malha que envolve o sistema de excitação e o respectivo regulador de tensão, alimentando o campo do gerador e sendo sensibilizada por valores obtidos nos terminais da máquina (tensões e correntes). Esta malha é conhecida como malha de controle de tensão e de potência reativa. Uma representação mais detalhada é apresentada na Figura A.2.



Figura A.2 - Malha de controle de tensão/potência reativa - sistema de excitação típico.

A Figura A.2 apresenta um sistema de excitação típico. Nele, o campo do gerador principal (máquina síncrona) é alimentado através de um gerador de corrente contínua (GCC), neste caso chamado de excitatriz, que é normalmente acionado pelo mesmo eixo que acopla a turbina ao gerador principal. O campo da excitatriz, por sua vez, é controlado através de amplificadores e malha de estabilização, que formam o sistema regulador de tensão. A tensão terminal do gerador principal, após passar por um processo de medição e retificação, é comparada com uma tensão de referência, gerando um sinal de erro, sendo este utilizado para a alimentação dos amplificadores do regulador de tensão.

O sistema de excitação anterior pode ser descrito, também, através de um diagrama de blocos esquemático. Uma forma possível de representação é apresentada na Figura A.3.



Figura A.3 – Diagrama de blocos esquemático do sistema de excitação típico.

A Figura A.2 e a Figura A.3 mostram os elementos básicos existentes em um sistema de excitação típico. De uma forma mais geral, os sistemas de excitação possuem, dentre outros, os seguintes elementos:

- excitador: que fornece a potência necessária ao enrolamento de campo da máquina síncrona;
- **amplificadores:** que aumentam os sinais de controle do excitador;
- malha de estabilização (ESS): que auxilia na estabilização do controle, podendo ser disposta em cascata ou em realimentação;
- transdutores da tensão terminal: que atuam como sensores da tensão terminal da máquina síncrona, como retificadores e como comparadores (avaliando as diferenças entre as tensões terminal e de referência);
- estabilizadores de sistemas de potência (PSS): que injetam sinais adicionais estabilizantes, com o intuito de proporcionar amortecimento nas oscilações dos sistemas de potência;
- limitadores e circuitos de proteção.

Os amplificadores, a malha de estabilização e seus respectivos limitadores e circuitos de proteção, definem o que se denomina regulador de tensão.

Os sistemas de excitação apresentam uma potência nominal da ordem de 0,2 a 0,8% da potência nominal da respectiva unidade geradora. As tensões nominais normalmente não ultrapassam 1000 V, em função da necessidade adicional de isolamento do enrolamento de campo. Em termos de classificação os sistemas de excitação podem ser divididos em rotativo ou estático, conforme discussão a seguir.

A.2.1. Características básicas dos sistemas de excitação

Existem diversos tipos de sistemas de excitação, tanto no que se refere ao número de componentes quanto ao princípio básico de funcionamento. De uma forma geral, os sistemas de excitação podem ser classificados em: sistema de excitação rotativo e sistema de excitação estático ([22]-[62]). Um sistema do tipo rotativo considera a presença de excitatriz rotativa, sendo esta um gerador de corrente contínua, uma máquina de relutância ou um alternador. Já um sistema de excitação do tipo estático considera a utilização de tiristores estáticos controlados, dispensando unidades rotativas. São admitidas seis configurações básicas de sistemas de excitação, sendo três do tipo rotativo e três do tipo estático. Estas configurações são apresentadas a seguir.

A.2.2. Sistema de excitação com gerador de corrente contínua

Este sistema utiliza geradores de corrente contínua como fonte de alimentação do campo da máquina síncrona, conforme ilustra a Figura A.4. A conexão é realizada através de anéis coletores e escovas, sendo que o gerador de corrente contínua pode ser dos tipos autoexcitado (máquinas de pequeno porte) ou com excitação independente (máquinas de grande porte). Como a potência nominal dos geradores de corrente contínua é relativamente pequena, a aplicação em unidades geradoras maiores exige a utilização de sistemas em cascata, com excitatriz principal, excitatriz piloto, etc. Problemas de comutação limitam a aplicação deste tipo de configuração em geradores de portes mais elevados.



Figura A.4 – Sistema de excitação rotativo com gerador de corrente contínua.

A aplicação de cascata de geradores de corrente contínua deteriora a característica dinâmica da unidade geradora, devido à elevação da constante de tempo associada ao sistema de excitação. Atualmente os geradores de corrente contínua, utilizados nos sistemas de excitação, estão sendo substituídos por alternadores e retificadores, que são mais simples e confiáveis.

A.2.3. Sistema de excitação com máquina de relutância

O sistema de excitação mostrado na Figura A.5 compreende uma máquina de relutância que tem os enrolamentos AC e DC localizados no estator ([63]). Este tipo de configuração tem como desvantagem a necessidade de aplicação de anéis rotativos para a obtenção da corrente contínua que alimenta o enrolamento de campo do gerador. Outra desvantagem é que a excitatriz tende a ser de grande porte, uma vez que a tensão induzida neste tipo de equipamento é obtida somente pela variação da relutância da máquina, que advém do deslocamento do rotor.



Figura A.5 – Sistema de excitação rotativo com máquina de relutância.

A.2.4. Sistema de excitação com alternador

Esta configuração considera a utilização de um gerador de corrente alternada (alternador) como fonte de alimentação do enrolamento de campo do gerador principal. Este alternador é desenvolvido de tal forma que o enrolamento de campo (com corrente contínua) seja localizado no estator e o enrolamento da armadura (com corrente alternada) seja disposto no rotor. A corrente alternada produzida no rotor é retificada através de diodos rotativos ou tiristores controlados rotativos, que são montados diretamente no rotor, alimentando assim o enrolamento de campo do gerador principal, sem a necessidade de anéis e escovas. Este tipo de sistema de excitação é também conhecido como *brushless*. A Figura A.6 apresenta uma ilustração desta configuração.



Figura A.6 – Sistema de excitação rotativo com alternador.

A utilização de diodos rotativos elimina o uso de anéis e escovas, no entanto causa um problema adicional, ou seja, a corrente do enrolamento de campo do gerador principal só pode ser controlada indiretamente, através do controle de campo do alternador. Isto implica na introdução de uma constante de tempo da ordem de 0,5 a 1,0 s no sistema de controle da excitação. Este problema pode ser resolvido através da aplicação de tiristores rotativos controlados.

A.2.5. Sistema de excitação alimentado por barramento auxiliar

Neste tipo de configuração a alimentação do enrolamento de campo do gerador é realizada através do barramento auxiliar da usina, sendo a corrente contínua obtida por meio de tiristores estáticos controlados, conforme ilustra a Figura A.7.





A.2.6. Sistema de excitação alimentado pelos terminais do gerador

Esta configuração considera a alimentação do enrolamento de campo do gerador através de um transformador conectado aos terminais do próprio gerador. Tiristores estáticos controlados permitem obter a corrente contínua de excitação necessária. A Figura A.8 ilustra esta condição.



Figura A.8 – Sistema de excitação estático alimentado pelos terminais do gerador.

A.2.7. Sistema de excitação alimentado por corrente e tensão do gerador

Uma configuração alternativa que considera a alimentação do enrolamento de campo do gerador através de tiristores estáticos controlados, sendo estes alimentados de forma composta pelas correntes e tensões terminais do gerador, é apresentada na Figura A.9.



Figura A.9 – Sistema de excitação estático com alimentação composta.

A presente configuração apresenta uma vantagem importante com relação à anterior, uma vez que, em casos de curtos-circuitos próximos dos terminais do gerador, não haveria perda de excitação causada pela redução da tensão, já que existe também uma alimentação por corrente do gerador.

Do que foi visto anteriormente, pode-se concluir que existem inúmeros tipos e modelos de sistemas de excitação. Na verdade, estes sistemas podem apresentar uma representação bastante complexa, em seus modelos completos, se forem consideradas, sobretudo, as particularidades de cada um de seus elementos componentes. A aplicação destes modelos em estudos de estabilidade de sistemas elétricos de potência pode ser complicada e influir negativamente nos tempos computacionais.

Problemas como estes podem ser resolvidos através da definição de um conjunto de modelos relativamente simples e consistentes, que apresentem topologias padronizadas, mas que permitam ajustar adequadamente: os ganhos, as constantes de tempo, os parâmetros e as funções, de acordo com as necessidades de cada sistema específico. Desta forma, foram definidos pelo IEEE os modelos básicos de sistemas de excitação e reguladores de tensão (IEEE 1968, 1973, 1981), que são comumente utilizados nos estudos de sistemas elétricos de potência.

Esta seção faz uma apresentação dos principais modelos básicos de sistemas de excitação e reguladores de tensão padronizados pelo IEEE. Assim, são mostrados os modelos matemáticos correspondentes aos sistemas de excitação: (a) rotativo com gerador de corrente contínua (modelo IEEE tipo DC1); (b) rotativo com alternador (modelos IEEE tipo AC1 e AC4) e (c) estático com alimentação simples (modelo IEEE tipo ST1) e com alimentação composta (modelo IEEE tipo ST2).

A.2.8. Modelo IEEE tipo DC1

O modelo IEEE tipo DC1 considera a representação matemática do sistema de excitação rotativo com gerador de corrente contínua e regulador de tensão de ação contínua, sendo que o regulador atua sobre a excitatriz principal ou piloto, conforme o caso. A representação do modelo matemático é apresentada na Figura A.10.



Figura A.10 – Diagrama de blocos do Modelo IEEE tipo DC1.

A.2.9. Modelo IEEE tipo AC1

O modelo IEEE tipo AC1 considera a representação matemática do sistema de excitação rotativo com alternador e retificadores rotativos não controlados (sistema *brushless*). A ação do regulador de tensão é exercida diretamente no enrolamento de campo do alternador. Este tipo de configuração foi ilustrado na Figura A.6, sendo o modelo matemático apresentado na Figura A.11.



Figura A.11 – Diagrama de blocos do Modelo IEEE tipo AC1.

A.2.10. Modelo IEEE tipo AC4

O modelo IEEE tipo AC4 considera a representação matemática do sistema de excitação rotativo com alternador e ponte tiristorizada rotativa controlada (sistema *brushless*). O regulador de tensão controla o sistema de disparo dos tiristores. Este tipo de configuração também pode ser observado com base na Figura A.6, bastando considerar o tiristor como controlado. O modelo matemático correspondente é apresentado na Figura A.12.



Figura A.12 – Diagrama de blocos do Modelo IEEE tipo AC4.

A.2.11. Modelo IEEE tipo ST1

O modelo IEEE tipo ST1 considera a representação matemática do sistema de excitação estático, com potência de suprimento via transformador ligado nos terminais do gerador, conforme ilustra a Figura A.8. Nesta configuração o regulador de tensão atua sobre os retificadores controlados. O modelo matemático correspondente é apresentado na Figura A.13.



Figura A.13 – Diagrama de blocos do Modelo IEEE tipo ST1.

A.2.12. Modelo IEEE tipo ST2

O modelo IEEE tipo ST2 considera a representação matemática do sistema de excitação estático, com alimentação composta (correntes e tensões do gerador), conforme ilustra a Figura A.9. Nesta configuração o regulador de tensão atua sobre os retificadores controlados. O modelo matemático correspondente é apresentado na Figura A.14.



Figura A.14 – Diagrama de blocos do Modelo IEEE tipo ST2.

A.2.13. Modelos de compensação de carga e do PSS

Nos modelos apresentados anteriormente existem dois sinais de entrada que são adicionados ao sinal da tensão de referência, são eles: o sinal da tensão compensada (V'_c), e o sinal de saída do PSS (VPSS). O primeiro é obtido da malha de compensação de carga; o segundo corresponde à resposta obtida da malha estabilizante. Os modelos matemáticos destes componentes são representados na Figura A.15 e na Figura A.16.



Figura A.15 – Diagrama de blocos da malha de compensação de carga.

Na figura anterior o bloco colocado entre as tensões V_C e V'_C corresponde ao modelo de primeira ordem que descreve o retardo causado pelos dispositivos sensores instalados nos terminais do gerador (para obtenção das tensões e correntes).



Figura A.16 – Diagrama de blocos do PSS.

A.2.14. Nomenclatura e valores típicos dos sistemas de excitação

A_{EX}	=	parâmetro da função de saturação da excitatriz.
B_{EX}	=	parâmetro da função de saturação da excitatriz.
A_1 - A_6	=	constantes dos filtros de alta frequência do PSS.
E_{FD}	=	tensão de campo do gerador.
F _{EX}	=	fator de carregamento do retificador.
I_{FD}	=	corrente de campo do gerador.
I_G	=	corrente terminal do gerador.
I_N	=	corrente de carga normalizada da excitatriz.
K _A	=	ganho do regulador de tensão.
K _C	=	fator de carregamento do retificador relacionado com a reatância de
		comutação.
K _D	=	parâmetro associado ao efeito desmagnetizante do alternador.
$K_{\rm E}$	=	parâmetro da excitatriz.
$K_{\rm F}$	=	ganho da malha de estabilização do regulador de tensão.

KI	=	ganho associado à corrente terminal do gerador.
K_P	=	ganho associado à tensão terminal do gerador.
Ks	=	ganho do PSS.
S_{E}	=	função de saturação da excitatriz.
T_A	=	constante de tempo do regulador de tensão [s].
T _B	=	constante de tempo do bloco de avanço e atraso [s].
T _C	=	constante de tempo do bloco de avanço e atraso [s].
T_E	=	constante de tempo da excitatriz [s].
$T_{\rm F}$	=	constante de tempo da malha de estabilização do regulador de tensão [s].
T _R	=	constante de tempo dos elementos sensores (sinais de entrada do regulador)
		[s].
T_1 - T_4	=	constantes de tempo do compensador dinâmico do PSS [s].
T ₅	=	constante de tempo do washout do PSS [s].
V _C	=	tensão compensada.
V _C '	=	tensão compensada adicionada pela ação dos sensores.
V_E	=	tensão de saída do alternador (antes da reatância de comutação).
V _{ERR}	=	sinal de erro de tensão.
\mathbf{V}_{F}	=	sinal de saída da malha de estabilização do regulador de tensão.
V_{FE}	=	sinal proporcional à corrente de campo da excitatriz.
V_{G}	=	tensão terminal do gerador.
V_{I}	=	sinal interno do regulador de tensão.
V _{IMAX}	=	valor máximo do sinal interno do regulador de tensão.
V _{IMIN}	=	valor mínimo do sinal interno do regulador de tensão.
V _{PSS}	=	sinal de saída do PSS.
V_R	=	tensão de saída do regulador de tensão.
V _{RMAX}	=	limite superior do sinal de saída do regulador de tensão.
V _{RMIN}	=	limite inferior do sinal de saída do regulador de tensão.
V _{SI}	=	sinal de entrada do PSS.

A Tabela A.3, a seguir, apresenta, a título de exemplo, dados típicos de parâmetros e constantes de tempo dos diversos tipos de sistemas de excitação padronizados pelo IEEE.

Parâmetros	Modelos IEEE						
e Variáveis	DC1	AC1	AC4	ST1	ST2		
A _{EX}	0,014	0,1					
B _{EX}	1,55	0,03					
E _{FDMAX}					3,55		
K _A	187	400	200	200	120		
K _C		0,2		0,04	0,65		
KD		0,38					
K _E		1,0			1,0		
K _F	0,058	0,03			0,02		
KI					1,62		
K _P					1,19		
T _A	0,89	0,02	0,04		0,15		
T _B	0,06		12,0				
T _C	0,173		1,0				
T _E	1,15	0,8			0,5		
$T_{\rm F}$	0,62	1,0			0,56		
T _R	0,05			0,015			
VIMAX			1,0				
V _{IMIN}			-1,0				
V _{RMAX}	1,7	7,3	5,64	7,0	1,2		
V _{RMIN}	-1,7	-6,6	-4,53	-6,4	-1,2		

Tabela A.3 – Valores típicos dos modelos de sistemas de excitação.

A.3. Características das Turbinas e dos Reguladores de Velocidade

A presente seção apresenta as características básicas dos principais tipos de turbinas e de reguladores de velocidade normalmente utilizados em centrais elétricas, bem como os diagramas de blocos correspondentes. O conhecimento destes tipos básicos facilita a identificação e modelagem dos dispositivos específicos encontrados nas unidades geradoras.

A.3.1. Características básicas das turbinas

Em um sistema elétrico de potência, os geradores são normalmente acionados através de turbinas térmicas a vapor, turbinas a gás ou turbinas hidráulicas, como pode ser observado na

Figura A.1. Estas turbinas possuem, por sua vez, vários equipamentos de controle, destacando dentre eles os reguladores de velocidade que têm como função: controlar a partida da turbina, controlar a tomada de carga da turbina e atuar como agente de controle no sentido de atender as solicitações de potência do sistema (através de redução ou elevação da potência gerada).

O objetivo desta subseção é apresentar, de forma sucinta, as características básicas de operação, controle e as configurações usuais das turbinas térmicas a vapor. Estas turbinas, por serem as mais utilizadas em cogeração à biomassa, são modeladas nesta tese. A importância da modelagem matemática das turbinas ([22]-[62]), fundamental na avaliação do comportamento dinâmico de sistemas elétricos de potência, é destacada por meio de exemplos de algumas configurações.

A.3.2. Turbinas térmicas a vapor

A energia obtida pela queima de carvão, óleo, gás, bagaço de cana, lenha, etc., bem como por fissão nuclear, é utilizada para produzir vapor a alta pressão e temperatura na caldeira ou boiler. Uma turbina térmica a vapor converte a energia armazenada no vapor em energia mecânica, acionando o eixo que a acopla ao gerador. O gerador, por sua vez, produz energia elétrica, alimentando o sistema de potência ([62]).

Na atualidade existem diversos tipos e configurações de turbinas térmicas a vapor em operação. Normalmente estas turbinas são divididas em dois ou mais estágios, que podem ser ligados a um ou dois eixos. Cada um destes estágios, por sua vez, consiste de certo número de partes móveis, conectadas ao rotor, e de partes fixas. O vapor superaquecido à alta pressão, que vem da caldeira, entra nas partes fixas e é acelerado, ganhando energia cinética na medida em que se expande para pressões mais baixas. O fluxo de vapor é então direcionado para as partes móveis da turbina, exercendo uma força tangencial, a qual produz um conjugado no eixo. À medida que o vapor se desloca axialmente pelo eixo da turbina sua pressão é reduzida e seu volume aumenta. Desta forma as pás das turbinas devem aumentar de tamanho, da entrada para a parte de exaustão de vapor, com o intuito de acomodar a referida variação ([62]).

A divisão da turbina em estágios possibilita o reaquecimento do vapor, elevando sua entalpia e consequentemente aumentando a eficiência do ciclo ([62]).

A.3.3. Tipos de turbina

De acordo com IEEE Std. 122-1991 têm-se os seguintes tipos de turbinas:

- Turbina de Condensação;
- Turbina de Contrapressão;
- Turbina sem Controle de Extração;
- Turbina com Controle de Extração;
- Turbina com Controle de Extração e/ou Fluxo;
- Turbina de Pressão Combinada;
- Turbina com Reaquecimento.

A.3.4. Turbina de condensação

Na Figura A.17, tem-se a turbina de condensação, na qual todo o vapor que entra na turbina com uma determinada pressão, sai através da exaustão com uma pressão abaixo da pressão atmosférica.



Figura A.17 – Turbina de condensação.

A.3.5. Turbina de contrapressão

Na Figura A.18, tem-se a turbina de contrapressão, na qual todo o vapor que entra na turbina com uma determinada pressão, sai através da exaustão com uma pressão maior ou igual à pressão atmosférica.



Figura A.18 – Turbina de contrapressão.

A.3.6. Turbina sem controle de extração

Pode ser de condensação ou contrapressão. Na Figura A.19, tem-se a turbina sem controle de extração, na qual o vapor é extraído em um ou mais estágios sem o controle da pressão de extração.



Figura A.19 – Turbina sem controle de extração.

A.3.7. Turbina com controle de extração

Pode ser de condensação ou contrapressão. Na Figura A.20, tem-se a turbina com controle de extração, na qual o vapor é extraído em um ou mais estágios com o controle da pressão de extração.



Figura A.20 – Turbina com controle de extração.

A.3.8. Turbina com controle de extração e/ou inserção

Pode ser de condensação ou contrapressão. Na Figura A.21, tem-se a turbina com controle de extração e/ou inserção, na qual o vapor é extraído/inserido em um ou mais estágios com o controle da pressão de extração ou inserção de vapor ou ambos.



Figura A.21 - Turbina com controle de extração e/ou inserção.

A.3.9. Turbina de pressão combinada

Pode ser de condensação ou contrapressão. Na Figura A.22, tem-se a turbina de pressão combinada, na qual o vapor é admitido pela turbina por duas ou mais entradas em diferentes níveis de pressão com o controle da pressão de entrada ou da potência gerada pela turbina.

Figura A.22 – Turbina de pressão combinada.

A.3.10. Turbina com reaquecimento

Pode ser de condensação ou contrapressão. Na Figura A.23 tem-se a turbina com reaquecimento, na qual o vapor é admitido inicialmente pela turbina em determinada pressão e então em uma pressão e temperaturas inferiores é extraído e reaquecido. O vapor é então readmitido pela turbina.

Figura A.23 – Turbina com reaquecimento.

A.3.11. Configurações das turbinas térmicas a vapor

As turbinas térmicas a vapor com seus múltiplos estágios podem ser dos tipos *tandem-compound* ou *cross-compound*. Na configuração *tandem-compound* os estágios são conectados em série e acoplados a um único gerador, tudo em um mesmo eixo. Já na configuração *cross-compound* a turbina apresenta dois eixos separados, cada qual acoplado a um gerador e acionado por um ou mais estágios da turbina. Embora existam dois eixos e dois geradores diferentes na configuração *cross-compound*, a turbina térmica constitui um conjunto único com vários estágios, sendo submetida à ação de um conjunto, também único, de sistemas de controle. Esta

configuração apresenta maior capacidade e permite aumentar a eficiência, no entanto seu custo é mais elevado. De uma forma geral as turbinas do tipo *tandem-compound* rodam a 3600 rpm, enquanto as do tipo *cross-compound* têm velocidade angular de 3600 rpm em seus dois eixos, ou alternativamente, 3600 rpm em um eixo e 1800 rpm no outro eixo.

As turbinas térmicas a vapor podem se classificadas, também, em função da existência ou não de etapas de reaquecimento. Assim é possível considerar os seguintes tipos: (a) sem reaquecimento; (b) com reaquecimento simples e (c) com duplo reaquecimento. As turbinas térmicas sem reaquecimento têm um único estágio e são aplicadas em unidades geradoras de até 100 MW. Em instalações de maior porte, são consideradas as turbinas térmicas com simples ou duplo reaquecimento, que possibilitam uma maior eficiência.

O número de estágios existentes na turbina térmica, bem como a presença de reaquecimento e a disposição em um ou dois eixos, têm grandes implicações na dinâmica e no controle de sistemas elétricos de potência, assim como os tipos de reguladores de velocidade e as várias válvulas de controle do fluxo de vapor. Podem ser citadas como exemplos as seguintes possibilidades: de obtenção de respostas rápidas ou lentas, verificação de comportamento oscilatório pouco amortecido, de ocorrência de instabilidade angular (perda de sincronismo), de ocorrência de ressonância subsíncrona (com tendência de forte efeito torsional no eixo da máquina). Desta forma, são apresentadas a seguir as principais configurações de turbinas térmicas a vapor, bem como alguns modelos matemáticos simplificados; posteriormente, são abordados os modelos de reguladores de velocidade.

A.3.12. Modelo da turbina a vapor sem reaquecimento

A turbina representada na Figura A.24 tem apenas um estágio de alta pressão (HP). O vapor aquecido que sai da caldeira entra na câmara de vapor, fluindo através das válvulas de emergência principais (MSV) e das válvulas de atuação do regulador de velocidade (GV), até o elemento de alta pressão (HP), onde ocorre a expansão. Deste ponto o vapor é levado aos condensadores, para completar o ciclo. Esta é a configuração mais simples, sendo utilizada em unidades geradoras de até no máximo 100 MW.

Figura A.24 - Configuração sem reaquecimento.

Um diagrama esquemático, que inclui a disposição da câmara de vapor, é apresentado na Figura A.25. A Figura A.26 desenvolve um modelo matemático correspondente, através da função de transferência.

Figura A.25 – Diagrama esquemático da turbina sem reaquecimento.

Figura A.26 – Função de transferência da turbina sem reaquecimento.

A constante de tempo associada à câmara de vapor (TCH) tem grande influência na característica dinâmica deste tipo de turbina, que apresenta respostas rápidas. Alguns valores típicos são mostrados na Tabela A.4, apresentada posteriormente.

As ações de controle exercidas nas turbinas térmicas sem reaquecimento são realizadas fundamentalmente através das válvulas MSV e GV, dispostas na entrada do elemento de alta pressão. Na Figura A.24 pode-se observar além das válvulas citadas, a presença de um regulador de velocidade (RV) e um dispositivo sensor de velocidade. Quando o gerador é colocado em sincronismo, as válvulas MSV e RSV são mantidas abertas, sendo a velocidade e a potência da turbina controladas pelo regulador de velocidade (RV). Este regulador atua no posicionamento das válvulas GV, com base na velocidade angular do eixo, obtida pelo elemento sensor. As válvulas MSV atuam apenas em situações de emergência, para parar o gerador, e na condição de partida da turbina. Em condições normais de operação os reguladores de velocidade atuam na válvula GV, para controlar o fluxo de vapor.

A.3.13. Modelo Tandem-Compound com reaquecimento simples

A Figura A.27 apresenta uma turbina com três estágios: alta pressão (HP), pressão intermediária (IP) e baixa pressão (LP). O vapor aquecido que sai da caldeira entra na câmara de vapor, fluindo através das válvulas de emergência principais (MSV) e das válvulas de atuação do regulador de velocidade (GV), até o elemento de alta pressão (HP). Após uma expansão parcial, o vapor é levado novamente à caldeira, para reaquecimento. Daí, o vapor reaquecido é conduzido ao elemento de pressão intermediária (IP), passando em seu curso pelas válvulas de emergência do reaquecedor (RSV) e pelas válvulas de controle de interceptação (IV). Após expansão no elemento de pressão intermediária, o vapor é direcionado até os elementos de baixa pressão (LP), via *crossover piping*, havendo a expansão final. Deste ponto o vapor é levado aos condensadores, para completar o ciclo. A contribuição individual de cada estágio, no conjugado desenvolvido no eixo, se dá tipicamente na relação de 30% para o estágio HP, 40% para o IP e 30% para o LP.

Figura A.27 – Configuração tandem-compound com reaquecimento simples.

Diagramas esquemáticos e de blocos, correspondentes, são apresentados na Figura A.28 e na Figura A.29, respectivamente. O primeiro incorpora os blocos referentes à câmara de vapor, ao reaquecedor e ao *crossover piping*. O segundo desenvolve o modelo matemático associado.

Para o condensador

Figura A.28 – Diagrama esquemático da configuração tandem-compound com reaquecimento simples.

Figura A.29 – Diagrama de blocos da configuração tandem-compound com reaquecimento simples.

Neste modelo são consideradas as constantes de tempo da câmara de vapor (TCH), do reaquecedor (TRH) e do *crossover piping* (TCO). Elas têm papel fundamental no comportamento dinâmico da turbina, principalmente a constante de tempo do reaquecedor, que costuma apresentar valores elevados, influindo no tempo de resposta da turbina. Alguns valores típicos são descritos na Tabela A.4.

As ações de controle exercidas nas turbinas térmicas da presente configuração são realizadas fundamentalmente através das válvulas dispostas nas entradas dos diversos estágios da turbina. Através da Figura A.27, pode-se observar a presença das válvulas MSV, GV, RSV e IV, bem como a existência de um regulador de velocidade (RV) e um dispositivo sensor de velocidade. Quando o gerador é colocado em sincronismo, as válvulas MSV e RSV são mantidas abertas, sendo a velocidade angular e a potência da turbina controladas pelo regulador de velocidade. Este regulador atua no posicionamento das válvulas GV e IV, com base na rotação do eixo obtida pelo elemento sensor. As válvulas MSV e RSV atuam apenas em situações de emergência, para parar o gerador, e na condição de partida da turbina. Em condições normais de operação os reguladores de velocidade atuam na válvula GV, para controlar o fluxo de vapor. Já em condições de sobrevelocidade, causadas por súbita rejeição de carga no sistema elétrico, os reguladores de velocidade atuam nas válvulas GV e IV.

A.3.14. Modelo Cross-Compound com reaquecimento simples

Um tipo de configuração que possui dois eixos independentes é apresentado na Figura A.30. Neste modelo os estágios de alta pressão (HP) e de pressão intermediária (IP) estão acoplados no mesmo eixo acionando o gerador 1, enquanto os estágios de baixa pressão acionam o gerador 2. Há um elemento reaquecedor disposto após o estágio de alta pressão.

Figura A.30 - Configuração cross-compound com reaquecimento simples.

O vapor aquecido que sai da caldeira entra na câmara de vapor, fluindo através das válvulas de emergência principais (MSV) e das válvulas de atuação do regulador de velocidade (GV), até o elemento de alta pressão (HP). Após uma expansão parcial, o vapor é levado novamente à caldeira, para reaquecimento. Daí, o vapor reaquecido é conduzido ao elemento de pressão intermediária (IP), passando em seu curso pelas válvulas de emergência do reaquecedor (RSV) e pelas válvulas de controle de interceptação (IV). Os estágios HP e IP acionam o gerador 1. Após expansão no elemento de pressão intermediária, o vapor é direcionado até os elementos de baixa pressão (LP), via *crossover piping*, havendo a expansão final e o acionamento do gerador 2. Deste ponto o vapor é levado aos condensadores, para completar o ciclo.

A Figura A.31 mostra um diagrama esquemático, onde são apresentados, dentre outros, o elemento reaquecedor, a câmara de vapor e o *crossover piping*, enquanto a Figura A.32 apresenta o diagrama de blocos correspondente ao modelo matemático da referida turbina.

Figura A.31 – Diagrama esquemático da configuração cross-compound com reaquecimento simples.

Figura A.32 – Diagrama de blocos da configuração cross-compound com reaquecimento simples.

Este tipo de configuração é mais eficiente e permite desenvolver maiores potências, no entanto tem custo mais elevado. Nos estudos de comportamento dinâmico, que envolvam este tipo de turbina, é relevante considerar os diversos fatores de participação dos estágios de pressão e as constantes de tempo da câmara de vapor (TCH), do *crossover piping* (TCO) e do elemento reaquecedor (TRH). Valores típicos são listados na Tabela A.4.

A.3.15. Nomenclatura e valores típicos dos modelos de turbinas térmicas a vapor

Nos modelos apresentados anteriormente foram considerados os seguintes parâmetros, constantes de tempo e variáveis:

 F_{HP} = fração da potência total gerada pelo estágio de alta pressão da turbina.

=	fração da potência total gerada pelo estágio de pressão intermediária da
	turbina.
=	fração da potência total gerada pelo estágio de baixa pressão da turbina.
=	fluxo de massa na entrada da câmara de vapor.
=	potência de entrada na válvula de admissão.
=	potência mecânica no eixo.
=	potência mecânica no eixo 1.
=	potência mecânica no eixo 2.
=	pressão de vapor que sai da caldeira.
=	posicionamento da válvula de admissão de vapor.
=	constante de tempo associada à câmara de vapor.
=	constante de tempo associada ao crossover piping.
=	constante de tempo associada ao reaquecedor.
=	velocidade angular do eixo.
=	velocidade angular de referência.

A Tabela A.4, a seguir, apresenta valores típicos para os fatores de participação e constantes de tempo das diversas configurações vistas e mencionadas anteriormente.

Configuração da Turbina	Fatores de Participação				Constantes de Tempo [s]			
Térmica	F _{VHP}	F _{HP}	FIP	F _{LP}	Т _{СН}	T _{RH1}	T _{RH2}	T _{co}
Sem reaquecimento					0,2-0,5			
Sem reaquecimento e com estágios de baixa pressão		0,4		0,6	0,2-0,5			0,3-0,5
<i>Tandem-compound</i> com reaquecimento simples		0,3	0,4	0,3	0,1-0,4	4-11		0,3-0,5
<i>Tandem-compound</i> com reaquec. simples e duplo estágio de baixa pressão		0,3	0,3	0,4	0,1-0,4	4-11		0,3-0,5
<i>Tandem-compound</i> com reaquecimento duplo	0,22	0,22	0,30	0,26	0,1-0,4	4-11	4-11	0,3-0,5
<i>Tandem-compound</i> com reaquec. duplo e duplo estágio de baixa pressão	0,22	0,22	0,30	0,26	0,1-0,4	4-11	4-11	0,3-0,5
Cross-compound com reaquecimento simples		0,25	0,25	0,50	0,1-0,4	4-11		0,3-0,5
<i>Cross-compound</i> com reaquec. simples e duplo estágio de baixa pressão		0,3	0,3	0,4	0,1-0,4	4-11		0,3-0,5
<i>Cross-compound</i> com reaquecimento duplo	0,22	0,22	0,28	0,28	0,1-0,4	4-11	4-11	0,3-0,5
<i>Tandem-compound</i> de unidades termonucleares		0,3		0,7	0,1-0,4	2-7		0,2

Tabela A.4 – Valores típicos dos modelos de turbina térmica a vapor.

A.3.16. Reguladores de velocidade

As turbinas e os reguladores de velocidade são elementos importantes na avaliação da estabilidade angular de um sistema elétrico de potência, pois influem no conjugado mecânico (Tm) entregue ao eixo do gerador, promovendo variações nas potências ativas geradas e nos deslocamentos angulares dos rotores (δ).

Modelos para as turbinas térmicas e hidráulicas foram mostrados anteriormente. Nesta subseção, são apresentados alguns modelos matemáticos simplificados dos reguladores de velocidade ([22]-[62]). Estes modelos são necessários para que se tenha uma adequada compreensão do comportamento dinâmico da aplicação de unidades térmicas e hidráulicas em

um sistema potência. Com este intuito, são consideradas as características essenciais de dois modelos básicos de regulador de velocidade utilizados com turbinas térmicas, a saber:

- Regulador de velocidade isócrono;
- Regulador com queda de velocidade e estatismo permanente.

Existem vários tipos de regulador de velocidade, segundo a tecnologia empregada, dentre eles se destacam os reguladores: mecânico-hidráulicos, eletro-hidráulicos e eletro-hidráulicos digitais. A título de exemplo, é apresentado a seguir um modelo típico de turbina térmica sem reaquecimento com regulador de velocidade com queda e estatismo permanente. Pode-se observar, na Figura A.33, o diagrama de blocos dos equipamentos; e, na Tabela A.5, os dados necessários como: ganhos, constantes de tempo e limitadores. Os valores numéricos apresentados, na referida tabela, servem apenas como exemplo.

Figura A.33 – Modelo do regulador de velocidade com queda e da turbina térmica sem reaquecimento.

Parâmetro	Valor
R	5,0 %
T ₁	0,05 s
T _m	0,02 s
A _{max}	1,1 p.u.
\mathbf{A}_{\min}	0,0 p.u.
T _{CH}	0,20 s
P _{max}	1,05 p.u.
P _{min}	0,0 p.u.

Tabela A.5 – Parâmetros do conjunto regulador de velocidade e turbina.

onde:

R = estatismo permanente do regulador.

 T_1 = constante de tempo do regulador de velocidade.

$I_{\rm m}$ = constante de tempo do elemento transdutor de velocida

A_{max} = abertura máxima da válvula de admissão de combustível.

- A_{min} = abertura mínima da válvula de admissão de combustível.
- T_{CH} = constante de tempo da turbina térmica sem reaquecimento.
- P_{max} = potência máxima gerada pela turbina.
- P_{min} = potência mínima gerada pela turbina.

Apêndice B. ROTINAS PROGRAMADAS COM A MODELS

B.1. Relé Diferencial de Linha

MODEL DIF87L

FUNCTION cr_div(ar,ai,br,bi):= [ar*br+ai*bi, ai*br-ar*bi]*recip(br*br+bi*bi)

DATA TCL, TCR, P87LP, P87LA, P87LR, ITH, K1, IB, IHS, PC2, HBLEN

INPUT IL[1..3], IR[1..3]

OUTPUT DISP, TRIP

VAR ILa[1..N], ILb[1..N], ILc[1..N], ILs[1..3], ILx[1..3], ILd[1..3] IRa[1..N], IRb[1..N], IRc[1..N], IRs[1..3], IRx[1..3], IRd[1..3] Ire[1..6], Iim[1..6], an[1..6], IAL, IBL, ICL, IAR, IBR, ICR xa[1..2], xb[1..2], xc[1..2], a_IA, b_IA, a_IB, b_IB, a_IC, b_IC IOPA, IOPB, IOPC, IRTA, IRTB, IRTC, O40A, O40B, O40C, O42A, O42B O42C, O44A, O44B, O44C, O46A, O46B, O46C, O68A, O68B, O68C, O76A O76B, O76C, O86A, O86B, O86C, O90A, O90B, O90C, ANGA, ANGB, ANGC DIVA, DIVB, DIVC, O92A, O92B, O92C, TRIPA, TRIPB, TRIPC, TRIP, conta, contb, contc, tempa, tempb, tempc, OUTA, OUTB, OUTC, DISPA DISPB, DISPC, DISP, O110A, O110B, O110C, O112A, O112B, O112C incra, incrb, incrc, decra, decrb, decrc, Ire2[1..6], Iim2[1..6] an2[1..6], IAL2, IBL2, ICL2, IAR2, IBR2, ICR2, HB2A, HB2B, HB2C HBLK, HBLO, IH2A, IH2B, IH2C, PC2A, PC2B, PC2C, hbinc, hbdec

```
CONST N {VAL:16}
IN {VAL:5}
Tcanal {VAL:0.000}
```

Ire[16]	{DFLT:0}
ILx[13]	{DFLT:0}
IRx[13]	{DFLT:0}
ILs[13]	{DFLT:0}
IRs[13]	{DFLT:0}
Ire2[16]	{DFLT:0}
	Ire[16] ILx[13] IRx[13] ILs[13] IRs[13] Ire2[16]

DELAY CELLS (Ire[1..6]):N/4+1
CELLS (ILx[1..3]):Tcanal/timestep+1
CELLS (IRx[1..3]):Tcanal/timestep+1
CELLS (Ire2[1..6]):N/8+1

TIMESTEP MIN: 1/(N*60)

INIT

ILa[1..N] := 0.0
ILb[1..N] := 0.0
ILc[1..N] := 0.0
IRa[1..N] := 0.0
IRb[1..N] := 0.0
IRc[1..N] := 0.0
ILc[1..N] := 0.0
ILx[1..3] := 0.0
IRx[1..3] := 0.0

```
an[1..6]:= 0.0
  an2[1..6]:= 0.0
  tempa:= 0.0
  tempb:= 0.0
  tempc:= 0.0
  conta:= 0.0
  contb:= 0.0
  contc:= 0.0
  0112A:= 0.0
  0112B:= 0.0
  0112C:= 0.0
  incra:= 0.0
  incrb:= 0.0
  incrc:= 0.0
  hbinc:= 0.0
  decra:= 16.0
  decrb:= 16.0
  decrc:= 16.0
  hbdec:= 16.0
  HBLO:= 0.0
ENDINIT
EXEC
 ILx[1..3]:= IL[1..3] {max:100*IN}
 IRx[1..3] := IR[1..3] \{max:100*IN\}
 ILd[1]:= delay(ILx[1],Tcanal)
 ILd[2]:= delay(ILx[2],Tcanal)
 ILd[3]:= delay(ILx[3],Tcanal)
 IRd[1]:= delay(IRx[1], Tcanal)
 IRd[2]:= delay(IRx[2],Tcanal)
 IRd[3]:= delay(IRx[3],Tcanal)
LAPLACE(ILs[1]/ILd[1]):= 1.0|S0/(8.641E-11|S3+3.909E-7|S2+8.842E-4|S1+1.0|S0)
LAPLACE(ILs[2]/ILd[2]):= 1.0 | S0/(8.641E-11 | S3+3.909E-7 | S2+8.842E-4 | S1+1.0 | S0)
LAPLACE(ILs[3]/ILd[3]):= 1.0 | S0/(8.641E-11 | S3+3.909E-7 | S2+8.842E-4 | S1+1.0 | S0)
LAPLACE(IRs[1]/IRd[1]):= 1.0 |S0/(8.641E-11 |S3+3.909E-7 |S2+8.842E-4 |S1+1.0 |S0)
LAPLACE(IRs[2]/IRd[2]):= 1.0|S0/(8.641E-11|S3+3.909E-7|S2+8.842E-4|S1+1.0|S0)
LAPLACE(IRs[3]/IRd[3]):= 1.0 | S0/(8.641E-11 | S3+3.909E-7 | S2+8.842E-4 | S1+1.0 | S0)
FOR m:=1 TO N-1 DO
   ILa[m]:= ILa[m+1]
   ILb[m] := ILb[m+1]
   ILc[m]:= ILc[m+1]
   IRa[m]:= IRa[m+1]
   IRb[m]:= IRb[m+1]
   IRc[m] := IRc[m+1]
ENDFOR
 ILa[N]:= ILs[1]
 ILb[N]:= ILs[2]
 ILc[N] := ILs[3]
```
```
IRa[N] := IRs[1] *TCR/TCL
IRb[N] := IRs[2] *TCR/TCL
IRc[N] := IRs[3] *TCR/TCL
an[1..6]:= 0.0
IF t>0 THEN
  FOR k:=1 to N DO
    an[1]:= an[1]+sqrt(2)*ILa[k]*cos(2*pi*k/N)/N
    an[2]:= an[2]+sqrt(2)*ILb[k]*cos(2*pi*k/N)/N
    an[3]:= an[3]+sqrt(2)*ILc[k]*cos(2*pi*k/N)/N
    an[4]:= an[4]+sqrt(2)*IRa[k]*cos(2*pi*k/N)/N
    an[5]:= an[5]+sqrt(2)*IRb[k]*cos(2*pi*k/N)/N
    an[6]:= an[6]+sqrt(2)*IRc[k]*cos(2*pi*k/N)/N
  ENDFOR
ENDIF
Ire[1] := an[1]
Ire[2]:= an[2]
Ire[3]:= an[3]
Ire[4] := an[4]
Ire[5]:= an[5]
Ire[6]:= an[6]
Iim[1]:= delay(Ire[1], N/4*timestep)
Iim[2]:= delay(Ire[2],N/4*timestep)
Iim[3]:= delay(Ire[3],N/4*timestep)
Iim[4] := delay(Ire[4], N/4*timestep)
Iim[5]:= delay(Ire[5], N/4*timestep)
Iim[6]:= delay(Ire[6], N/4*timestep)
an2[1..6]:=0.0
IF t>0 THEN
  FOR l:=1 to N DO
    an2[1]:= an2[1]+sqrt(2)*ILa[1]*cos(4*pi*1/N)/N
    an2[2]:= an2[2]+sqrt(2)*ILb[1]*cos(4*pi*1/N)/N
    an2[3]:= an2[3]+sqrt(2)*ILc[1]*cos(4*pi*1/N)/N
    an2[4]:= an2[4]+sqrt(2)*IRa[1]*cos(4*pi*1/N)/N
    an2[5]:= an2[5]+sqrt(2)*IRb[1]*cos(4*pi*1/N)/N
    an2[6]:= an2[6]+sqrt(2)*IRc[1]*cos(4*pi*1/N)/N
  ENDFOR
ENDIF
Ire2[1]:= an2[1]
Ire2[2]:= an2[2]
Ire2[3]:= an2[3]
Ire2[4] := an2[4]
Ire2[5]:= an2[5]
Ire2[6]:= an2[6]
Iim2[1]:= delay(Ire2[1],N/8*timestep)
Iim2[2]:= delay(Ire2[2],N/8*timestep)
Iim2[3]:= delay(Ire2[3],N/8*timestep)
Iim2[4]:= delay(Ire2[4],N/8*timestep)
Iim2[5]:= delay(Ire2[5],N/8*timestep)
Iim2[6]:= delay(Ire2[6],N/8*timestep)
```

```
IAL:= NORM(Ire[1], Iim[1])
IBL:= NORM(Ire[2], Iim[2])
ICL:= NORM(Ire[3], Iim[3])
IAR:= NORM(Ire[4], Iim[4])
IBR:= NORM(Ire[5], Iim[5])
ICR:= NORM(Ire[6], Iim[6])
IAL2:= NORM(Ire2[1], Iim2[1])
IBL2:= NORM(Ire2[2], Iim2[2])
ICL2:= NORM(Ire2[3], Iim2[3])
IAR2:= NORM(Ire2[4], Iim2[4])
IBR2:= NORM(Ire2[5], Iim2[5])
ICR2:= NORM(Ire2[6], Iim2[6])
xa[1..2]:= cr_div(Ire[4], Iim[4], Ire[1], Iim[1])
xb[1..2]:= cr_div(Ire[5], Iim[5], Ire[2], Iim[2])
xc[1..2]:= cr_div(Ire[6], Iim[6], Ire[3], Iim[3])
a_IA:= xa[1],b_IA:=xa[2]
a_IB:= xb[1],b_IB:=xb[2]
a_IC:= xc[1], b_IC:=xc[2]
IOPA:= NORM(Ire[1]+Ire[4], Iim[1]+Iim[4])
IOPB:= NORM(Ire[2]+Ire[5], Iim[2]+Iim[5])
IOPC:= NORM(Ire[3]+Ire[6], Iim[3]+Iim[6])
IRTA:= IAL+IAR
IRTB:= IBL+IBR
IRTC:= ICL+ICR
IH2A:= NORM(Ire2[1]+Ire2[4], Iim2[1]+Iim2[4])
IH2B:= NORM(Ire2[2]+Ire2[5], Iim2[2]+Iim2[5])
IH2C:= NORM(Ire2[3]+Ire2[6], Iim2[3]+Iim2[6])
PC2A:= (IH2A/(IOPA+0.0001))*100
PC2B:= (IH2B/(IOPB+0.0001))*100
PC2C:= (IH2C/(IOPC+0.0001))*100
HB2A:= (IOPA > 0.25) AND (IH2A > IOPA*PC2/100)
HB2B:= (IOPB > 0.25) AND (IH2B > IOPB*PC2/100)
HB2C:= (IOPC > 0.25) AND (IH2C > IOPC*PC2/100)
HBLK:= OR (HB2A, HB2B, HB2C)
IF HBLEN = 1.0 THEN
  IF HBLK = 1.0 THEN
    IF hbinc = 4.0 THEN
       HBLO:= 1.0
       hbinc:= 0.0
    ENDIF
    hbinc:= hbinc+1.0
  ELSE
    IF HBLO = 1.0 THEN
         IF hbdec = 0.0 THEN
            HBLO:= 0.0
            hbdec:= 16.0
         ENDIF
```

```
hbdec:= hbdec-1.0
     ENDIF
  ENDIF
ENDIF
OUTA:= (AND(IRTA <= IB*IN, IOPA >= ITH*IN) OR AND(IRTA >= IB*IN, IOPA >=
       (ITH*IN+K1/100*(IRTA-IB*IN)))) AND NOT HBLO OR (IOPA >= IHS*IN)
OUTB:= (AND(IRTB <= IB*IN, IOPB >= ITH*IN) OR AND(IRTB >= IB*IN, IOPB >=
       (ITH*IN+K1/100*(IRTB-IB*IN)))) AND NOT HBLO OR (IOPB >= IHS*IN)
OUTC:= (AND(IRTC <= IB*IN, IOPC >= ITH*IN) OR AND(IRTC >= IB*IN, IOPC >=
       (ITH*IN+K1/100*(IRTC-IB*IN)))) AND NOT HBLO OR (IOPC >= IHS*IN)
IF OUTA = 1.0 THEN
  IF tempa = 16.0 THEN
     DISPA:= 1.0
     tempa:= 0.0
  ENDIF
  tempa:= tempa+1.0
ELSE
  tempa:= 0.0
  DISPA:= 0.0
ENDIF
IF OUTB = 1.0 THEN
  IF tempb = 16.0 THEN
     DISPB:= 1.0
     tempb:= 0.0
  ENDIF
  tempb:= tempb+1.0
ELSE
  tempb:= 0.0
  DISPB:= 0.0
ENDIF
IF OUTC = 1.0 THEN
  IF tempc = 16.0 THEN
     DISPC:= 1.0
     tempc:= 0.0
  ENDIF
  tempc:= tempc+1.0
ELSE
  tempc:= 0.0
 DISPC:= 0.0
ENDIF
DISP:= OR(DISPA, DISPB, DISPC)
O46A := IOPA > P87LP
O46B:= IOPB > P87LP
O46C:= IOPC > P87LP
O40A := IAL > 0.1 * IN
O40B:= IBL > 0.1*IN
040C := ICL > 0.1 * IN
```

```
042A:= IAR > 0.1*IN
042B := IBR > 0.1 * IN
042C:= ICR > 0.1*IN
O44A := AND(O40A, O42A, O46A)
O44B:= AND (O40B, O42B, O46B)
044C:= AND (040C, 042C, 046C)
IF O44A = 1 THEN
  ANGA:= (Ire[4]*Ire[1]+Iim[4]*Iim[1])/(IAR*IAL+0.0001)
ELSE
  ANGA:= 0.0
ENDIF
IF O44B = 1 THEN
  ANGB:= (Ire[5]*Ire[2]+Iim[5]*Iim[2])/(IBR*IBL+0.0001)
ELSE
  ANGB:= 0.0
ENDIF
IF O44C = 1 THEN
  ANGC:= (Ire[6]*Ire[3]+Iim[6]*Iim[3])/(ICR*ICL+0.0001)
ELSE
  ANGC:= 0.0
ENDIF
O76A:= ANGA < COS(pi-rad(P87LA/2))
O76B:= ANGB < COS(pi-rad(P87LA/2))
O76C:= ANGC < COS(pi-rad(P87LA/2))
DIVA:= IAR/(IAL+0.0001)
DIVB:= IBR/(IBL+0.0001)
DIVC:= ICR/(ICL+0.0001)
O86A:= P87LR > DIVA
O86B:= P87LR > DIVB
O86C:= P87LR > DIVC
090A:= DIVA > 1/P87LR
O90B:= DIVB > 1/P87LR
O90C:= DIVC > 1/P87LR
O68A := AND(O44A, O76A, O86A, O90A)
O68B:= AND (O44B, O76B, O86B, O90B)
O68C:= AND (O44C, O76C, O86C, O90C)
092A:= 046A AND NOT 068A
092B:= 046B AND NOT 068B
092C:= 046C AND NOT 068C
IF 068A = 1.0 THEN
  IF incra = 16.0 THEN
     0112A:= 1.0
     incra:= 0.0
  ENDIF
  incra:= incra+1.0
ELSE
```

```
IF 0112A = 1.0 THEN
       IF decra = 0.0 THEN
          0112A:= 0.0
          decra:= 16.0
       ENDIF
     decra:= decra-1.0
   ENDIF
ENDIF
IF 068B = 1.0 THEN
  IF incrb = 16.0 THEN
     0112B := 1.0
     incrb:= 0.0
  ENDIF
  incrb:= incrb+1.0
ELSE
  IF 0112B = 1.0 THEN
       IF decrb = 0.0 THEN
          O112B:= 0.0
          decrb:= 16.0
       ENDIF
     decrb:= decrb-1.0
   ENDIF
ENDIF
IF 068C = 1.0 THEN
  IF incrc = 16.0 THEN
     O112C:= 1.0
     incrc:= 0.0
  ENDIF
  incrc:= incrc+1.0
ELSE
  IF 0112C = 1.0 THEN
       IF decrc = 0.0 THEN
          0112C:= 0.0
          decrc:= 16.0
       ENDIF
     decrc:= decrc-1.0
   ENDIF
ENDIF
O110A:= O92A AND NOT O112A AND NOT HBLO
O110B:= O92B AND NOT O112B AND NOT HBLO
O110C:= O92C AND NOT O112C AND NOT HBLO
IF O110A = 1.0 THEN
  IF conta = 16.0 THEN
     TRIPA:= 1.0
     conta:= 0.0
  ENDIF
  conta:= conta+1.0
ELSE
  conta:= 0.0
 TRIPA:= 0.0
ENDIF
```

```
IF O110B = 1.0 THEN
   IF contb = 16.0 THEN
      TRIPB:= 1.0
      contb:= 0.0
   ENDIF
   contb:= contb+1.0
 ELSE
   contb:= 0.0
   TRIPB:= 0.0
 ENDIF
 IF O110C = 1.0 THEN
   IF contc = 16.0 THEN
      TRIPC:= 1.0
      contc:= 0.0
   ENDIF
   contc:= contc+1.0
 ELSE
   contc:= 0.0
   TRIPC:= 0.0
 ENDIF
 TRIP:= OR(TRIPA, TRIPB, TRIPC)
ENDEXEC
```

```
ENDMODEL
```

B.2. Regulador de Tensão da Máquina Síncrona

```
MODEL AVR
DATA VGEN, VREF, TR, KA, TA, TE, VMAX, VMIN, KF, TF
VAR VSQA, VSQB, VSQC, VMS, VRMS, VT, V1A, V1B, VFO, VB, VF1
INPUT VTG[1..3]
OUTPUT VFO
HISTORY VT{DFLT:1.0}
        V1B{DFLT:0.0}
        VF1{DFLT:0.0}
        VB{DFLT:0.0}
INIT VRMS:=1
     VT:=1
     VB:=0
     VF1:=0
     V1A:=0
     V1B:=0
     VFO:=1
ENDINIT
EXEC
  VSQA:=VTG[1]*VTG[1]
```

```
VSQB:=VTG[2]*VTG[2]
VSQC:=VTG[3]*VTG[3]
VMS:=VSQA+VSQB+VSQC
VRMS:=SQRT(VMS)/VGEN
CLAPLACE(VT/VRMS):=1|/(1|+TR|S)
V1A:=VREF-VT-VB
COMBINE AS CASE1
CLAPLACE(V1B/V1A):=KA|/(1|+TA|S)
CLAPLACE(VF1/V1B){DMAX:VMAX DMIN:VMIN}:=1|/(1|+TE|S)
CLAPLACE(VB/VF1):=(KF|S)/(1|+TF|S)
ENDCOMBINE
VFO:=1+VF1
ENDEXEC
```

ENDMODEL

B.3. Regulador de Velocidade da Máquina Síncrona

```
MODEL RV
DATA FREQ, P, TM, TRV, TCH, R, PREF, D
VAR RPM, WREF, DWM, DW, K1, X1, X2, X3, X4, PMEC, PELE
INPUT WM, TE
OUTPUT PMEC
HISTORY X1{DFLT:0.0}
        X2{DFLT:0.0}
        X4{DFLT:1.0}
EXEC
  RPM:=FREQ*120/P
  WREF:=2*PI*RPM/60
  DWM:=WM-WREF
  DW:=DWM/WREF
  K1:=-1/R
  PELE:=TE*WM
  COMBINE AS CASE1
    CLAPLACE (X1/DW) := K1 | / (1 | +TM | S)
    CLAPLACE (X2/X1) :=1 / (1 + TRV | S)
  ENDCOMBINE
  X3:=X2+PREF {min:0 max:1.25}
  CLAPLACE (X4/X3) :=1 | / (1 | +TCH | S)
  PMEC:=X4-D*DW
ENDEXEC
```

ENDMODEL

B.4. Medidor de Potência Ativa e Reativa

MODEL POWER

```
INPUT v[1..3], i[1..3]
VAR UA, UB, IA, IB, P, Q, S
EXEC
    UA:= 2/3*(v[1]-(v[2]+v[3])/2)
    UB:= 1/(sqrt(3))*(v[2]-v[3])
    IA:= 2/3*(i[1]-(i[2]+i[3])/2)
    IB:= 1/(sqrt(3))*(i[2]-i[3])
    P:= 3/2*(UA*IA+UB*IB)
    Q:= 3/2*(UB*IA-UA*IB)
    S:= sqrt(P*P+Q*Q)
ENDEXEC
```

ENDMODEL

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Jenkins, N., Allan, R., Crossley, P., Kirschen, D., Strbac, G., *Embedded Generation*, Power and Energy Series 31, The Institution of Electrical Engineers – IEE, Reino Unido, 2000.
- [2] CIGRÉ Working Group 37.23, "Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system", *CIGRÉ Relatório Técnico*, 1999.
- [3] CIRED Working Group 4, "Dispersed Generation", *CIRED Relatório Técnico*, 1999.
- [4] Tolmasquim, M. T. (organizador), *Fontes Renováveis de Energia no Brasil*, Editora Interciência, Brasil, 2003.
- [5] ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: http://www.aneel.gov.br>. Acesso em 20 jan. 2007.
- [6] Gers, J. M., Holmes, E. J., Protection of Electricity Distribution Networks, Power and Energy Series 28, The Institution of Electrical Engineers - IEE, Reino Unido, 2005.
- [7] IEEE Working Group D3, "Impact of Distributed Resources on Distribution Relay Protection", IEEE – Line Protection Subcommittee of the Power System Relay Committee – Relatório Técnico, 2004.
- [8] Abbey, C. et al., "Overview of wind and distributed generation applications in Canada," in *Proc. IEEE PES General Meeting 2006*, Montreal, Canada, June 2006.
- [9] Fulton, R. and Abbey, C., "Planned islanding of 8.6 MVA IPP for BC Hydro system reliability," in *First International Conference on the integration of RE and DER*, Dec. 2004, pp. 1–9.
- [10] BC Hydro, "Distribution Power Generator Islanding Guidelines", Canadá, 2006.
- [11] M. Gauthier et al., "Planned islanding as a distribution system operation tool for reliability enhancement," in *Proc. 19th International Conference on electricity distribution CIRED 2007*, Vienna, Austria, May 2007.

- [12] PSCAD Power Systems Computer Aided Design: User's Guide, Manitoba HVDC Research Centre, 2005.
- [13] EMTDC Transient Analysis for PSCAD Power System Simulation: User's Guide, Manitoba HVDC Research Centre, 2005
- [14] ATP Alternative Transients Program Rule Book, Leuven EMTP Center, 1987.
- [15] Prikler, L, Høidalen, H. K., ATPDRAW version 5.7p6 for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista: Users' Manual, 2009.
- [16] SimPowerSystems For Use with Simulink User's Guide: Version 7, MathWorks, 2004.
- [17] CEPEL, "ANAREDE Programa de Análise de Redes", Manual do Usuário, V09.07.02.
- [18] CEPEL, "Programa ANATEM Análise de Transitórios Eletromecânicos", Manual do Usuário, V10.04.05.
- [19] CEPEL, "ANAFAS Programa de Análise de Faltas Simultâneas", Manual do Usuário, V6.2, 2010.
- [20] Salles, N. J., "Modelagem e Análise Dinâmica de Sistemas de Proteção de Redes de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Síncronos", *Tese de Mestrado* - UNICAMP, 2007.
- [21] PRODIST Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Disponível em: http://www.aneel.gov.br>. Acesso em 16 jul. 2013.
- [22] Kundur, P., Power System Stability and Control, Electric Power Research Institute, Power System Engineering Series, McGraw-Hill, Inc, 1994.
- [23] Reimert, D., *Protective Relaying for Power Generation Systems*, Boca Raton: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2006. 592 p.
- [24] IEEE Std 1547, "IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems". New York, 2003.

- [25] GEVISA, "Folha de Dados Máquina Síncrona Desenho SAT2270358".
- [26] ABB, "Simplified Computer Representation for Excitation System UNITROL® F".
- [27] Woodward, "PID Transfer Function for 505/505E".
- [28] Anderson, P. M., Power System Protection, IEEE Press Series on Power Engineering, McGraw-Hill, Inc.
- [29] Blackburn, J. L., *Protective Relaying Principles and Applications*, Bothell, Marcel Dekker, Inc., 1987.
- [30] Elmore, W. A., *Protective Relaying Theory and Applications*, Marcel Dekker, Inc., 1994.
- [31] Horowitz, S. H., Phadke, A. G., *Power System Relaying*, Research Studies Press Ltd., Inglaterra, 1995.
- [32] ONS, "Submódulo 23.3 Diretrizes e critérios para estudos elétricos", Revisão 1.1, 2010.
- [33] Katiraei, F., Abbey, C., Tang, S., Gauthier, M., "Planned Islanding on Rural Feeders Utility Perspective", *IEEE PES 2008 GENERAL MEETING*.
- [34] Hevia, O. P., "GTPPLOT: Plotting Program for ATP Output Files", Canadian/American EMTP User Group.
- [35] FURNAS, Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento aplicação em sistemas de potência de alta tensão, Universidade Federal Fluminense, 1987.
- [36] Wall, R. W., Roberts, J. B., "Computer-Based Relays for Power System Protection", *Course EE526: Protection of Power Systems II*, University of Idaho, Spring 2005.
- [37] Roberts, J. B., Schweitzer, E. O., "Fault Identification System for Use in Protective Relays for Power Transmission Lines", United States Patent, Patent Number: 5,515,227, Date of Patent: May 7, 1996.
- [38] Schweitzer, E. O., Roberts, J. B., "Distance Relay Element Design", *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*, EUA, 1993.

- [39] Warrington, A. R. Van C., *Protective Relays: Their Theory and Practice*, Volumes I and II, Chapman and Hall, 1969.
- [40] Roberts, J. B., Guzman, A., "Directional Element Design and Evaluation", Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., EUA, 2003.
- [41] Phadke, A. G., Thorp, J. S., *Computer Relaying for Power Systems*, Research Studies Press Ltd., Inglaterra, 1988.
- [42] IEEE C37.111-1999, "IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems", IEEE Standards Board – Power System Relaying Committee, 1999.
- [43] ASPEN OneLiner, Advanced Systems for Power Engineering, Inc.
- [44] Ziegler, G., *Numerical Distance Protection Principles and Applications*, Siemens, 1999.
- [45] IEEE Std C37.113-1999, "IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines", IEEE Standards Board – Power System Relaying Committee, 1999.
- [46] Roberts, J. B., Hou, D., Calero, F., Altuve, H. J., "New Directional Ground-Fault Elements Improve Sensitivity in Ungrounded and Compensated Networks", *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*, EUA, 2001.
- [47] Navarro, E. C., Coury, D. V., Ordacgi, J. M., Moraes, R. M., "Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão – Análise no Plano α", VII Seminário Técnico de Proteção e Controle (STPC), 2003.
- [48] Johns, A. T., Salman, S. K., *Digital Protection for Power Systems*, IEE Power Series 15, The Institution of Electrical Engineers – IEE, Reino Unido, 1995.
- [49] IEEE PSRC WG 116 Report, "Understanding microprocessor-based technology applied to relaying", *IEEE Power System Relaying Committee – Relatório Técnico*, 2004.
- [50] CIGRÉ Working Group B5.17, "Relay Software Models for Use with Electromagnetic Transient Analysis Programs", CIGRÉ - Relatório Técnico, 2006.

- [51] Tziouvaras, D. A., Autuve, H., Benmouyal, G., Roberts, J., "Line Differential Protection with an Enhanced Characteristic", *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*, EUA.
- [52] Roberts, J. B., Benmouyal, G., Ferrer, H. A., Folkers, R., Tziouvaras, D., "Line Differential Protection System for a Power Transmission Line", United States Patent, Patent Number: US 6,518,767 B1, Date of Patent: Feb. 11, 2003.
- [53] IEC 60255-3, "Electrical Relays Part 3: Single input energizing quantity measuring relays with dependent or independent time", *IEC Standard* 60255-3, 1989.
- [54] Johnson, J., Hamilton, R., Lerley, P., "Voltage Restrained Time Overcurrent Relay Principles, Coordination, and Dynamic Testing Considerations", in: 54th Annual Conference for Protective Relay Engineers, Texas A&M University, 2001.
- [55] Salles, N. J., Freitas, W., "Modelagem e Simulação de Relé de Sobrecorrente de Tempo Inverso com Restrição de Tensão em Programa de Transitórios Eletromecânicos ", XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), 2012.
- [56] IEEE Std 1001-1988, "Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities with Electric Utility Systems", *IEEE/ANSI Standard*, 1988.
- [57] Mozina, J. C., "Interconnect Protection of Dispersed Generators", *Beckwith Electric Co., Inc., Applications Manager, Protection Products and Systems.*
- [58] IEEE PSRC WG H2 Report, "Using Spread Spectrum Radio Communication for Power System Protection Relaying Applications", IEEE Power System Relaying Committee – Relatório Técnico, 2005.
- [59] Salles, N. J., Júnior, N. S., Abboud, R. L., "Sistema de Teleproteção para Desconexão de Autoprodutores Usando Rádio Digital Spread Spectrum com Mirrored Bits", in: XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI), 2002.
- [60] Ziegler, G., Numerical Differential Protection Principles and Applications, Siemens, 2005.

- [61] IEEE Std C37.102-1995, "IEEE Guide for AC Generator Protection", *IEEE Standards Board - Power System Relaying Committee*, 1995.
- [62] GESIS, "Modelagem Dinâmica para Cogeração", P&D 38/03 CPFL FUPAI/UNIFEI, Relatório Final, 2004.
- [63] Machowski, J., Bialek, J., Bumby, Dr J., *Power System Dynamics: Stability and Control*, 2nd Edition, John Wiley & Sons, 2009.