

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Rafael Corrêa

**PROGRAMAÇÃO INTEIRA BINÁRIA APLICADA
NA COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO DE
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Santa Maria, RS
2016

Rafael Corrêa

**PROGRAMAÇÃO INTEIRA BINÁRIA APLICADA
NA COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO DE
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Ghendy Cardoso Jr.
Coorientador: Olinto César Bassi de Araújo

Santa Maria, RS
2016

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Corrêa, Rafael
Programação Inteira Binária Aplicada na Coordenação da
Proteção de Sistemas Elétricos de Potência / Rafael
Corrêa.- 2016.
111 p. ; 30 cm

Orientador: Ghendy Cardoso Jr.
Coorientador: Olinto Cesar Bassi de Araújo
Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2016

1. Coordenação 2. Otimização 3. Programação Inteira
Binária 4. Proteção 5. Sistemas Elétricos de Potência I.
Cardoso Jr., Ghendy II. Bassi de Araújo, Olinto Cesar
III. Título.

© 2016

Todos os direitos autorais reservados a Rafael Corrêa. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante citação da fonte.

Endereço: Av. São Vicente, 785, Bairro Cinquentenário, Farroupilha, RS. CEP: 95180-000

Fone: (54) 3260 2400. E-mail: rafael.serra@gmail.com

Rafael Corrêa

**PROGRAMAÇÃO INTEIRA BINÁRIA APLICADA
NA COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO DE
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 30 de setembro de 2016:

**Ghedy Cardoso Jr., Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)**

**Olinto César Bassi de Araújo, Dr. (CTISM)
(Coorientador)**

Gustavo Dorneles Ferreira, Dr. (UFRGS)

Arturo Suman Bretas, Dr. (UFRGS)

Vinicius Jacques Garcia, Dr. (UFSM)

Adriano Peres de Moraes, Dr. (UFSM)

Santa Maria, RS
2016

RESUMO

PROGRAMAÇÃO INTEIRA BINÁRIA APLICADA NA COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

AUTOR: Rafael Corrêa

ORIENTADOR: Ghendy Cardoso Jr.

COORIENTADOR: Olinto César Bassi de Araújo

Este trabalho apresenta uma proposta inovadora para coordenar dispositivos de proteção típicos de sistemas de transmissão, subtransmissão e distribuição de energia, sejam elos fusíveis e as funções ANSI 21, 67, 87, 50 e 51. Os ajustes determinados pela etapa otimização são os seguintes: ajuste de tempo e de corrente da função 51, além de sua característica da curva; temporização das zonas 2 e 3 da função 21; e a corrente nominal do elo fusível. A metodologia proposta é fundamentada na Programação Inteira Binária (PIB), que é uma técnica de otimização exata utilizada para resolver problemas cujas variáveis só podem assumir os valores 0 ou 1. Esta técnica foi selecionada porque os ajustes a serem determinados são da forma discreta, dentro da faixa disponível em relés digitais ou fusíveis. Por meio da PIB o modelo matemático, que originalmente é não linear e não convexo, é linearizado, permitindo a aplicação de *solvers* de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) para solucioná-lo. Uma etapa de pré-processamento é proposta para possibilitar a redução do número de variáveis de cada modelo com vistas na redução do tempo de execução do *solver*. Além disso, esta etapa visa garantir que a proteção atue em tempos seguros – a critério da concessionária – sem incluir estas restrições de tempo nos modelos, o que poderia aumentar o custo computacional para resolvê-los. Simulações foram realizadas em três sistemas teste de diferente porte utilizando o *solver* de PLIM do *software* CPLEX®. O *solver* foi executado em sua configuração padrão, isentando o usuário de selecionar parâmetros de controle do algoritmo que lhe exigem experiência – comumente presentes em metaheurísticas. A partir dos resultados das simulações pode-se concluir que a metodologia proposta é inovadora, pois nenhum trabalho até então considera todos os ajustes abordados como variáveis do problema; apresenta boas soluções a um baixo tempo computacional, podendo ser aplicada em nível de planejamento; e tem potencial para ser aplicada *online*, considerando a utilização de um sistema de supervisão e de comunicação remota entre um computador central e relés digitais, na fronteira das redes inteligentes.

Palavras-chave: Coordenação. Otimização. Programação Inteira Binária. Proteção. Sistemas Elétricos de Potência.

ABSTRACT

PROTECTION COORDINATION OF ELETRIC POWER SYSTEMS USING BINARY INTEGER PROGRAMMING

AUTHOR: Rafael Corrêa

ADVISOR: Ghendy Cardoso Jr.

CO-ADVISOR: Olinto César Bassi de Araújo

This paper presents an innovative approach to coordinate typical protection devices of transmission, subtransmission and distribution systems – fuse links and functions ANSI 21, 67, 87, 50 and 51. The settings obtained by the optimization process are the following: characteristic curve, time dial and pickup current settings of overcurrent functions; delay of zones 2 and 3 of distance functions; and the rated current of fuse links. The proposed methodology is based on Binary Integer (BIP), which is an exact optimization technique used to solve problems whose variables can only assume the values 0 or 1. This technique was selected because the settings to be determined are discrete, within the available range of digital relays or fuse links. By the BIP approach the mathematical model, which is non-linear and non-convex originally, is linearized, allowing the application of Mixed Linear Integer Programming (MILP) solvers. A pre-processing step is proposed to enable the reduction of variables for each model aiming to reduce the solver runtime. Moreover, this step is to ensure that the protection operates in secure times, without including these time constraints on the models, which could increase the computational effort to solve them. Simulations were performed on three test systems using the MILP solver of CPLEX®. The solver was executed on its default configuration, so the user does not need to select parameters of the algorithm, commonly presented in metaheuristics, which requires experience. From the simulation results can be concluded that the proposed methodology is innovative due to the fact that no other work considered all the discussed settings as variables; it offers good solutions at a low computational time and can be applied at the power system planning; and has the potential to be applied online, considering the use of a supervisory system and the remote communication between a host computer and digital relays, looking toward the smart grids.

Keywords: Coordination. Optimization. Binary Integer Programming. Protection. Electric Power Systems.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 - Curvas de tempo de operação de relés de sobrecorrente eletromecânicos	22
Figura 2.2 - Tempo de operação um relé digital com quatro estágios de operação	25
Figura 2.3 - Polarização a 90°	26
Figura 2.4 - Polarização a 30°	27
Figura 2.5 - Polarização a 60°	27
Figura 2.6 - Curvas de elos fusíveis	30
Figura 2.7 - Diagrama unifilar de ligação do relé diferencial porcentual.....	31
Figura 2.8 - Curva de operação do relé diferencial porcentual	32
Figura 2.9 - Regiões de operação do relé de admitância	34
Figura 3.1 - Seletividade entre elos fusíveis.....	38
Figura 3.2 - Ajuste da impedância da zona 2	40
Figura 3.3 - Ajuste da impedância da zona 3	42
Figura 3.4 - Falta no final da linha adjacente à unidade 67.....	45
Figura 3.5 - Coordenação entre unidade 51 e elo fusível	45
Figura 3.6 - Coordenação entre unidades 51	46
Figura 3.7 - Coordenação entre unidades 51/50.....	47
Figura 3.8 - Coordenação entre unidades 21	48
Figura 3.9 - Coordenação entre unidade 51 a jusante e 21 a montante	49
Figura 3.10 - Coordenação entre unidade 21 a montante e 51/50 a jusante.....	49
Figura 3.11 - Coordenação entre unidade 51 a montante e 21 a jusante	50
Figura 3.12 - Coordenação entre unidades 51 e 87	50
Figura 3.13 - Coordenação entre unidades 21 e 87	52
Figura 4.1 - Fluxograma das etapas da metodologia proposta	55
Figura 4.2 - Pontos para a determinação do tempo de fusão de um elo fusível	59
Figura 4.3 - Restrições técnicas da etapa de pré-processamento.....	65
Figura 4.4 - Fluxograma da etapa de pré-processamento.....	66
Figura 5.1 - Sistema teste de 8 barras.....	69
Figura 5.2 - Sistema teste de 30 barras modificado.....	71
Figura 5.3 - Sistema teste de 15 barras.....	70
Figura 5.4 - Caso 1: operação dos relés 1 e 6 para uma falta trifásica a 0% do relé 1	76
Figura 5.5 - Caso 1: operação dos relés 1 e 6 para uma falta trifásica a 80% do relé 1	76
Figura 5.6 - Localização das faltas para a coordenação das funções 21 e 51.....	80
Figura 5.7 - Correntes de falta trifásicas e tempos de operação da	87
Figura 5.8 - Tempo de operação das funções 51 de CRD-12F1 e ACR-12C1	91
Figura 5.9 - Tempo de operação das funções 51 de CRD-12F1 e ACR-12C1	90
Figura 5.10 - Tempo de operação das funções 21 de CRD-12F1 e ACR-12C1 para uma falta trifásica a 50% de 02C1	90
Figura 5.11 - Tempo de operação das funções 51 de CRD-12F1 e ACR-12C1.....	93
Figura 5.12 - Tempo de operação das funções 21 de CRD-12F1 e ACR-12C1 para uma falta trifásica a 85% de 02C1	93

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Característica da curva da função 51 digital	23
Tabela 3.1 - Elos fusíveis para transformadores de distribuição trifásicos	37
Tabela 5.1 - Impedâncias do sistema de 8 barras	70
Tabela 5.2 - TCs do sistema de 8 barras.....	70
Tabela 5.3 - Configurações das simulações do Caso 1.....	73
Tabela 5.4 - Correntes de falta trifásica máxima do Caso 1	74
Tabela 5.5 - Ajustes das funções 51 obtidos no Caso 1	74
Tabela 5.6 - Tempos de operação das funções 51 no Caso 1	75
Tabela 5.7 - Ajuste de corrente secundária das funções 50 no Caso 1	75
Tabela 5.8 - Correntes de falta trifásica máxima do Caso 2.....	77
Tabela 5.9 - Falhas de coordenação após mudança na topologia da rede	78
Tabela 5.10 - Ajustes das funções 51 obtidos no Caso 2	78
Tabela 5.11 - Configurações das simulações do Caso 3.....	79
Tabela 5.12 - Ajustes das funções 51 no Caso 3	80
Tabela 5.13 - Configurações das simulações do Caso 4.....	81
Tabela 5.14 - Ajuste de impedância secundária das funções 21 do Caso 4	81
Tabela 5.15 - Correntes de falta trifásicas do Caso 4	82
Tabela 5.16 - Ajustes das funções 51 e 21 no Caso 4	83
Tabela 5.17 - Tempos de operação das funções 51 e 21 no Caso 4	83
Tabela 5.18 - Configurações das simulações do Caso 5.....	85
Tabela 5.19 - Tempos de operação das funções 21 e 51 no Caso 5	86
Tabela 5.20 - Tempos de operação das funções 21 e 51 no Caso 6	86
Tabela 5.21 - Configurações das simulações do sistema de 15 barras	88
Tabela 5.22 - Ajustes das funções 51 e 21 no sistema de 15 barras.....	88
Tabela 5.23 - Tempos de operação da proteção do sistema de 15 barras.....	89
Tabela 5.24 - Ajustes das funções 51 e 21 no sistema de 15 barras considerando as correntes de falta trifásica mínima vista pela proteção de retaguarda.....	90
Tabela 5.25 - Tempos de operação da proteção do sistema de 15 barras considerando as correntes de falta trifásica mínima vista pela proteção de retaguarda.....	90

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
COC	Centro de Operação e Controle
CTI	Tempo mínimo de coordenação
DE	<i>Differential Evolution Algorithm</i>
FO	Função objetivo
GA	<i>Genetic Algorithm</i>
GD	Geração distribuída
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
NBR	Norma brasileira regulamentadora
ONS	Operador Nacional do Sistema
PL	Programação linear
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PIB	Programação inteira binária
PNL	Programação Não Linear
PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
RTC	Relação de transformação de corrente do transformador de corrente
RTP	Relação de transformação de potencial do transformador de potencial
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SEP	Sistema elétrico de potência
TC	Transformador de corrente
TP	Transformador de potencial

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	19
1.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	19
1.2	OBJETIVOS	12
1.3	MOTIVAÇÃO.....	13
1.4	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	13
1.5	CONTRIBUIÇÕES DA TESE.....	19
1.6	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	20
2.	FUNÇÕES DE PROTEÇÃO UTILIZADAS	21
2.1	RELÉ DE SOBRECORRENTE.....	21
2.1.1	Princípio de funcionamento.....	21
2.1.2	Tempo de operação.....	21
2.1.3	Característica da curva	23
2.1.4	Ajustes disponíveis.....	24
2.2	RELÉ DIRECIONAL DE SOBRECORRENTE	24
2.2.1	Princípio de funcionamento.....	25
2.2.2	Polarização	26
2.2.3	Ajustes disponíveis.....	27
2.3	ELO FUSÍVEL	28
2.3.1	Princípio de funcionamento.....	28
2.3.2	Classificação	29
2.3.3	Tempos de operação	29
2.4	RELÉ DIFERENCIAL PORCENTUAL	30
2.4.1	Princípio de funcionamento.....	30
2.4.2	Ajustes disponíveis.....	32
2.5	RELÉ DE DISTÂNCIA	33
2.5.1	Princípio de funcionamento.....	34
2.5.2	Ajustes disponíveis.....	35
3.	CRITÉRIOS DE AJUSTE E COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO	37
3.1	SELEÇÃO DO ELO FUSÍVEL	37
3.2	AJUSTE DA UNIDADE 50.....	39
3.3	AJUSTE DA UNIDADE 51.....	39
3.4	AJUSTE DA UNIDADE 21	40
3.5	AJUSTE DA UNIDADE 87.....	42
3.6	AJUSTE DA UNIDADE 67.....	44
3.7	COORDENAÇÃO ENTRE UNIDADE 51 E ELO FUSÍVEL.....	45
3.8	COORDENAÇÃO ENTRE UNIDADES 51	46
3.9	COORDENAÇÃO ENTRE UNIDADES 21	47
3.10	COORDENAÇÃO ENTRE UNIDADES 51 E 21	48
3.11	COORDENAÇÃO ENTRE UNIDADES 51 E 87.....	50
3.12	COORDENAÇÃO ENTRE UNIDADES 21 E 87.....	51
4.	METODOLOGIA PROPOSTA.....	53
4.1	PROGRAMAÇÃO INTEIRA BINÁRIA	53
4.2	ETAPAS DO ALGORITMO PROPOSTO.....	54
4.3	MODELO MATEMÁTICO DE PIB	56
4.3.1	Tratamento das variáveis.....	56
4.3.1.1	<i>Unidade 51</i>	<i>56</i>
4.3.1.2	<i>Elos fusíveis</i>	<i>58</i>

4.3.1.3	<i>Unidade 21</i>	61
4.3.2	Função objetivo	62
4.3.3	Restrições	63
4.4	PRÉ-PROCESSAMENTO.....	64
5.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	69
5.1	SISTEMAS TESTE UTILIZADOS.....	69
5.1.1	Sistema teste de 8 barras	69
5.1.2	Sistema teste de 30 barras	70
5.1.3	Sistema teste de 15 barras	71
5.2	RESULTADOS PARA O SISTEMA DE 8 BARRAS.....	72
5.2.1	Caso 1	73
5.2.2	Caso 2	77
5.2.3	Caso 3	79
5.2.4	Caso 4	80
5.3	RESULTADOS PARA O SISTEMA DE 30 BARRAS.....	84
5.3.1	Caso 5	85
5.3.2	Caso 6	86
5.4	RESULTADOS PARA O SISTEMA DE 15 BARRAS.....	87
5.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	94
6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	95
6.1	CONCLUSÃO	95
6.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	97
	REFERÊNCIAS	99
	APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA DE 30 BARRAS	105
	APÊNDICE B – DADOS DO SISTEMA DE 15 BARRAS	111

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A coordenação da proteção de SEPs é um desafio nos dias atuais, pois diversos fatores influenciam de forma direta ou indireta na escolha dos ajustes de cada função de proteção. Alguns desses fatores são relacionados abaixo:

- A expansão dos SEPs decorrente do aumento do consumo energético e do atendimento a novos clientes. O Relatório Anual e de Sustentabilidade 2013 da Eletrobras (ELETROBRÁS, 2013) mostra que no ano de 2013, em sua área de abrangência, 1.898 km de linhas de transmissão foram construídas, 152 mil clientes foram acrescidos e 87,3 mil ligações no meio rural foram realizadas por meio do programa Luz Para Todos. Ainda, o Plano de Ampliações e Reforços 2014-2016 do ONS (ONS, 2013) refere que até o ano de 2017 é previsto um investimento de 13 bilhões de reais no acréscimo de 53 linhas de transmissão e 195 unidades transformadoras à Rede Básica, totalizando 11.432 km de novas linhas de transmissão e 38.419 MVA de novos transformadores. Esta expansão visa aumentar a interligação de subsistemas, o que requer a revisão dos ajustes das proteções já existentes e a instalação de novas proteções nos trechos novos;
- A substituição de relés eletromecânicos e de estado sólido por relés digitais, que possuem uma grande faixa de ajustes disponíveis e possibilitam a utilização de algoritmos personalizados para funções de proteção. Também, estes permitem comunicação remota e podem ser parametrizados e comandados à distância. Utilizando estes dispositivos, pode-se implementar novas filosofias e critérios para melhorar o desempenho da proteção em termos de coordenação, seletividade, confiabilidade e velocidade.
- A possibilidade de acesso de micro-geração e mini-geração distribuídas aos sistemas de distribuição, estabelecida pela Resolução Normativa n° 482/2012 da ANEEL (ANEEL, 2012). Em situações de curto-circuito na rede, estas GDs contribuem com a corrente de falta e podem ocasionar problemas de atuação em relés de sobrecorrente não direcionais (HARON *et al.*, 2012).

Além dos referidos fatores, a coordenação da proteção deve ser realizada considerando os efeitos de *infeed* e *outfeed*, geração mínima e máxima, operação normal e em contingência, retaguarda local ou remota, limite térmico de cabos e equipamentos, entre outros.

Esforços vêm sendo despendidos pela comunidade acadêmica e por profissionais do setor elétrico no desenvolvimento de técnicas computacionais que realizem estudos de coordenação em tempos reduzidos, mas até o momento não há um programa de computador comercial que incorpore estas técnicas. Programas como o ASPEN®, CAPE® e DIgSilent® possibilitam a seleção dos ajustes das proteções, mas não são automáticos nesta tarefa. Estes permitem, de forma gráfica e interativa, a seleção manual dos ajustes e a verificação da coordenação para faltas a critério do usuário. Também, as técnicas apresentadas até o momento não consideram elos fusíveis e algumas funções de proteção comuns em linhas e equipamentos, como a diferencial.

Assim, dada a complexidade envolvida em estudos de proteção, fica evidente a necessidade do desenvolvimento de técnicas computacionais para selecionar os ajustes adequados para cada função de proteção, com a finalidade de reduzir a intervenção do usuário e determinar boas soluções em tempos reduzidos, tanto em nível de planejamento quanto para aplicações *online*, vislumbrando a aplicação de redes inteligentes.

1.2 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo propor uma metodologia para automatizar o estudo de coordenação da proteção considerando as funções de sobrecorrente instantânea (50) e temporizada (51), direcional (67), diferencial (87), distância (21) e elos fusíveis. Essas foram escolhidas por serem corriqueiras em nível de transmissão, subtransmissão e distribuição.

A metodologia proposta integra a base de dados da rede da concessionária com rotinas de cálculo de fluxo de carga e de curto-circuito, além de utilizar a PIB para obter ajustes discretos para a proteção. Desta forma, a coordenação entre os dispositivos de proteção é obtida de forma automática, sem que usuário tenha de selecionar os ajustes de cada unidade. As únicas informações necessárias são os dados da rede, as funções de proteção existentes, além do esquema e da filosofia de proteção empregados, informações estas que podem estar contidas no sistema informatizado de gerenciamento do SEP adotado pela concessionária.

Como objetivos específicos, aponta-se:

- O levantamento e a modelagem dos critérios de ajuste e de coordenação das funções 50, 51, 67, 87, 21 e elos fusíveis;
- A utilização de uma técnica de otimização que apresente boas soluções em tempos compatíveis com aplicações *online*, ficando esses tempos críticos a critério da concessionária;

- A obtenção de ajustes discretos para os relés, conforme os valores disponíveis em unidades digitais, vislumbrando a implantação de redes inteligentes em substituição aos relés eletromecânicos e de estado sólido.

1.3 MOTIVAÇÃO

A motivação para a realização deste trabalho surge da constatação de que não há programa comercial que realize o ajuste das proteções de sistemas interconectados de forma automática. Programas como o ASPEN®, CAPE® e DIgSilent® exigem a intervenção direta do engenheiro de proteção na determinação dos ajustes da proteção, processo este que exige grande esforço, especialmente em sistemas interconectados de maior porte. Outros fatores que motivaram a realização deste trabalho seguem abaixo:

- As técnicas apresentadas na literatura abordam, essencialmente, a coordenação de relés de sobrecorrente e de distância, mas não tratam da coordenação com elos fusíveis e relés diferenciais, por exemplo, igualmente comuns em SEPs;
- Metaheurísticas como GA, PSO e DE são utilizadas na maior parte dos trabalhos publicados até então. Em cada técnica, a qualidade da solução depende da escolha adequada de parâmetros de controle do algoritmo. Essa parametrização é comumente realizada por tentativa e erro, exigindo experiência do usuário;
- Grande parte das técnicas de otimização utilizadas até então determina ajustes contínuos para a proteção, que muitas vezes não estão disponíveis nos relés. Em relés digitais, que disponibilizam ajustes discretos, a solução contínua pode ser arredonda para os ajustes imediatamente acima disponíveis. Esse arredondamento pode ocasionar falhas na coordenação (RAZAVI *et al.* 2008), principalmente em relés que não possuem uma alta resolução (CORRÊA *et al.*, 2015), os quais são empregados comumente em nível de distribuição.

1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão teórica que segue trata de alguns dos principais trabalhos que abordam a coordenação da proteção de SEPs. A sequência de apresentação dos trabalhos não segue a ordem cronológica de publicação. Optou-se por classificar os trabalhos pelas técnicas empregadas para a resolução de cada problema – primeiramente serão apresentadas as

técnicas exatas e na sequência as metaheurísticas. Por fim, serão apresentadas metodologias que preveem a comunicação entre relés ou modificações nas próprias funções de proteção existentes, as quais trabalham no horizonte da implantação das redes inteligentes.

É importante ressaltar que todos os trabalhos relacionados abaixo incluem a função 51 de tempo inverso nos esquemas de proteção. Dessa forma, dada a não linearidade da equação que modela o tempo de atuação desta função, o problema resultante se torna não linear e não convexo (MORAVEJ *et al.*, 2012) quando o ajuste de corrente é variável do problema.

Também, há uma divisão entre os trabalhos que consideram os ajustes da função 51 na forma contínua e os trabalhos que os consideram na forma discreta. Esse fator é determinante na escolha da técnica a ser utilizada para solucionar o problema, pois a maioria das técnicas que serão reportadas foi concebida originalmente para lidar com variáveis contínuas e tiveram que ser adaptadas para o caso discreto, quando necessário.

O primeiro trabalho que apresentou o problema da coordenação de relés de sobrecorrente de tempo inverso sob a ótica da otimização foi o de Urdaneta *et al.* (1988). Os autores propuseram uma metodologia interativa para determinar os ajustes de tempo e de corrente de relés eletromecânicos, considerando a modelagem matemática das curvas de tempo de atuação proposta por Sachdev *et al.* (1978). A PL é utilizada para determinar os ajustes de tempo e, na sequência, a PNL é utilizada para determinar os ajustes de corrente. Esse processo se repete até que não se verifique melhoria na função de aptidão. Note que, utilizando esta metodologia, os ajustes são determinados na forma contínua.

Urdaneta *et al.* (1996), Urdaneta *et al.* (1997), Chattopadhyay *et al.* (1996) e Abdelaziz *et al.* (2002) utilizaram a PL para determinar somente os ajustes de tempo na forma contínua, uma vez que os ajustes de corrente são fixados previamente à etapa de otimização. A desvantagem dessas técnicas reside no fato de que melhores soluções podem ser obtidas quando os ajustes de corrente são variáveis do problema.

Zeineldin *et al.* (2004) utilizaram uma formulação de PNLIM para determinar, nas funções 51, os ajustes de tempo na forma contínua e os ajustes de corrente na forma discreta. Esta modelagem tem especial aplicação para relés eletromecânicos, onde os ajustes do tape e do dial tempo são disponibilizados da mesma forma. Já em Zeineldin *et al.* (2005) o problema de PNLIM de Zeineldin *et al.* (2004) foi reformulado para um modelo de PLIM utilizando o Método do M grande.

Birla *et al.* (2006) e Birla *et al.* (2007) propuseram um modelo de PNL para determinar os ajustes de tempo e de corrente das funções 51 na forma contínua. Destaca-se o primeiro trabalho, que investiga a influência da corrente de falta no final do trecho protegido

por cada relé atuando como proteção primária na composição da função objetivo. Dessa forma, procura-se reduzir o tempo de operação da proteção não somente para as faltas de grande magnitude, mas também para as faltas de baixa magnitude.

Destaca-se o trabalho de Pérez e Urdaneta (2001), que consideraram as temporizações da zona 2 das unidades 21 como variáveis do problema de otimização, além dos ajustes da função 51, em um esquema de proteção com as funções 21 e 51 empregado tipicamente em sistemas de transmissão e subtransmissão.

A PIB é utilizada em Corrêa (2012), Corrêa *et al.* (2014) e Corrêa *et al.* (2015) para determinar ajustes de tempo e de corrente discretos para as funções 51 por meio de um *solver* de PLIM. Os resultados destes trabalhos mostraram que a PIB foi capaz de determinar, considerando como base de comparação a velocidade da atuação da proteção, soluções discretas superiores a soluções contínuas, estas últimas obtidas por meio de técnicas fundamentadas em metaheurísticas.

Para determinar ajustes de corrente discretos e ajustes de tempo contínuos para as funções 51, Alam *et al.* (2016) utiliza uma técnica fundamentada no método de pontos interiores. Duas técnicas exatas são propostas e comparadas com GA e DE, obtendo tempos de operação da proteção inferiores àqueles determinados pelas metaheurísticas.

Dos trabalhos relatados que utilizam técnicas exatas de otimização, nenhum considera a zona 3 da função 21 e a característica da curva da função 51 como variáveis do problema – estes são fixos, selecionados previamente.

Na grande maioria dos trabalhos publicados recentemente o problema da coordenação da proteção tem sido resolvido por metaheurísticas. Hussain *et al.* (2013) apresenta uma revisão das técnicas utilizadas na coordenação de funções 51 em sistemas interconectados, discriminando métodos convencionais e técnicas de otimização, estas últimas com ênfase nos algoritmos bioinspirados e de inteligência artificial.

Alam *et al.* (2015) realizaram um estudo comparativo entre as seguintes técnicas aplicadas na coordenação das funções 51: GA, PSO, DE, HS e SOA. Os resultados das simulações realizadas em três sistemas teste mostraram que DE foi o algoritmo que obteve melhores soluções frente aos demais.

O GA e seus variantes são utilizados em diversos trabalhos. So *et al.* (1997) utilizaram GA para determinar ajustes de tempo e de corrente das funções 51 na forma discreta. Já Razavi *et al.* (2008) utilizaram GA para determinar somente o ajuste de tempo na forma discreta, fixando o ajuste de corrente. Por sua vez, Moravej *et al.* (2015) utilizaram NSGA-II para determinar a característica da curva da função 51, bem seus ajustes de tempo e de

corrente na forma contínua. Com esta técnica, os pesos associados aos termos da função objetivo utilizados em GA são eliminados. Os resultados foram comparados com GA clássico e dois GA propostos em outros trabalhos, evidenciando uma redução nas falhas de coordenação nos três SEPs simulados.

Considerando as funções 21 e 51, Chabanloo *et al.* (2011) utilizaram GA para determinar a característica da curva e o ajuste de tempo na forma contínua para as funções 51 e a temporização da zona 2 das funções 21.

O PSO e seus variantes também são comuns na literatura. Zeineldin *et al.* (2006) utilizaram PSO para determinar ajustes de tempo contínuos e ajustes de corrente discretos para as funções 51, enquanto que em Mansour *et al.* (2007) a mesma metaheurística foi aplicada para determinar somente o ajuste de tempo, sendo fixo o ajuste de corrente.

Considerando as funções 21 e 51, Sadeh *et al.* (2011) utilizaram PSO híbrido para determinar os ajustes de tempo e de corrente da função 51, fixando previamente a temporização das zonas 1 e 2 da função 21. Farzinfar *et al.* (2014) determinam a temporização da zona 2 e os ajustes de tempo e de corrente utilizando o algoritmo *Multiple Embedded Crossover PSO*. Já Moravej *et al.* (2012) considera a compensação série das linhas de transmissão, que impõe dificuldades no ajuste da função de distância, e resolve o problema por meio da técnica *Modified Adaptive PSO*.

Uma terceira metaheurística que merece destaque é a DE. Três variações de um DE são apresentadas em Thangaraj *et al.* (2012). Os autores visam determinar ajustes de tempo e de corrente contínuos, sendo os resultados comparados com diversas técnicas já utilizadas na literatura. As variações propostas apresentaram melhores soluções em termos de valor da função objetivo do que as demais técnicas testadas. Em Moirangthem *et al.* (2013) um DE adaptativo é utilizado na determinação de ajustes de tempo e de corrente discretos, apresentando resultados superiores a diversas metaheurísticas aplicadas em três SEPs. Shih *et al.* (2014), por sua vez, realiza comparações entre DE, GA e *Ant Colony Optimization*, evidenciando a superioridade do DE frente às demais técnicas testadas em dois SEPs de diferente porte.

Outras metaheurísticas também foram aplicadas na coordenação da proteção de SEPs. Os trabalhos abaixo sumarizam algumas das principais técnicas já utilizadas e que não introduziram novidades na formulação do problema:

- Barzegari *et al.* (2010): *Harmony Search*;
- Uthitsunthorn *et al.* (2011): *Artificial Bee Colony*;
- Amraee (2012): *Seeker Optimization Algorithm*;

- Singh *et al.* (2012): *Covariance Matrix Adaptation Evolution Strategy*;
- Singh *et al.* (2013): *Teaching Learning-Based Optimization*;
- Hussain *et al.* (2014): *Modified Swarm Firefly*;
- Rahmatian *et al.* (2014): *Imperialist Competitive Algorithm*;
- Albasri *et al.* (2015): *Biogeography-Based Optimization (BBO) e BBO-LP*;
- Alipour *et al.* (2015): *Group Search Optimization*;
- Gokhale e Kale (2016): *Chaotic Firefly Algorithm*;
- Ahmadi *et al.* (2016): *Hyper-spherical Search Algorithm*;
- Radosavljevic e Jevtic (2016): *Hybrid Gravitational Search Algorithm-Sequential Quadratic Programming*;
- Saha *et al.* (2016): *Symbiotic Organism Search Optimisation*.

Conforme já exposto, uma grande quantidade de trabalhos está concentrada na obtenção de melhores soluções para o mesmo problema, sem introduzir novidades na sua formulação ou propor novos esquemas de proteção. No estado-da-arte dos sistemas supervisórios e dos relés digitais, é possível: comunicar os relés não somente entre si, mas também com uma unidade central de supervisão; utilizar novas funções de proteção personalizadas; e utilizar novas filosofias de proteção, como, por exemplo, ajustes adaptativos. Dentro desta ótica, alguns trabalhos merecem destaque.

Zayandehroodi *et al.* (2012) preveem a comunicação entre relés em sistemas de distribuição com GD, considerando que no esquema de proteção tradicional utilizado na distribuição a operação do relé primário não isola a seção em falta da contribuição das GDs a jusante. Assim, propõem-se a aplicação de uma rede neural para determinar a seção em falta e de um algoritmo *backtracking* para determinar os relés que devem operar para isolar o trecho em falta.

Três trabalhos preveem a utilização de um sistema supervisório SCADA para parametrizar relés remotamente a partir de computador central, localizado no COC. O sistema SCADA recebe informações do estado da rede e da proteção, processa essa informação localmente e ajusta os relés remotamente por meio de canais de comunicação.

Chen e Lee (2014) propõem que os relés sejam reajustados remotamente em horários fora de ponta – onde a corrente de carga é menor – para que menores ajustes de corrente possam ser selecionados, o que tornaria a proteção mais sensível e veloz. Com a finalidade de determinar os ajustes de tempo e de corrente na forma discreta, um GA foi utilizado.

Shih *et al.* (2014) propõem que a coordenação seja realizada a cada mudança na topologia da rede. Os autores propõem um algoritmo que utiliza as informações obtidas por um sistema SCADA para identificar a uma mudança na topologia da rede e executar, em um computador local, uma técnica de otimização para determinar os novos ajustes dos relés, que são parametrizados remotamente. Verifica-se, também, que determinar novos ajustes para os relés a cada alteração na topologia da rede pode produzir maior sensibilidade e velocidade à proteção em relação ao uso de ajustes estáticos.

De forma semelhante a Shih *et al.* (2014), Ates *et al.* (2016) propõem, para sistemas de distribuição com GD, que o estado das GDs seja monitorado por um sistema de supervisão. Um computador central recebe as informações do estado das GDs e determina a necessidade de determinar novos ajustes para as condições atuais. Verifica essa necessidade, os novos ajustes são determinados e a proteção é parametrizada remotamente.

Vislumbrando a possibilidade dos relés se ajustarem automaticamente sem a necessidade de se comunicar com unidades remotas, Ojaghi *et al.* (2013) propõem que cada relé estime, em tempo real, o circuito equivalente visto da subestação. Assim, cada relé poderia calcular as correntes de falta de interesse para ajustar suas funções 21 e 51 de forma independente das demais unidades.

Curvas de operação não convencionais para as funções 51 aplicadas em sistemas de distribuição radiais são propostas por Conde e Vazquez (2011). Nesse trabalho, o relé de retaguarda calcula o tempo requerido para sua atuação com base no tempo de operação da proteção primária acrescido do tempo mínimo de coordenação. Dessa forma, a proteção de retaguarda pode ter seus tempos de operação reduzidos, efeito esse que se prolonga por toda a cadeia de proteção.

O uso de características não padronizadas da curva da função 51 é proposto em Salazar *et al.* (2015). Em relés digitais, cada característica padronizada da curva possui coeficientes já definidos. Uma vez selecionada uma característica, seleciona-se automaticamente o grupo de coeficientes associado. Os autores propõem, então, que os relés permitam o ajuste independente de cada coeficiente, ou seja, que eles sejam variáveis do problema. Dessa forma, pode-se reduzir o tempo de operação dos relés para faltas máximas e mínimas, bem como as falhas de coordenação decorrentes do uso das características padronizadas da curva. Um GA foi utilizado para determinar valores contínuos para os coeficientes e para os ajustes de tempo e de corrente.

Um método de ajuste local de cada função 51 é proposto por Negrão e Vieira (2016). Neste trabalho, cada função 51 é ajustada independentemente das demais. A técnica consiste

em determinar, no plano tempo de operação *vs.* corrente, uma região onde toda a curva da função 51 deve estar contida, sem ultrapassar os limites. Para cada relé, essa região é definida com base na restrição do tempo de coordenação entre as proteções primária e de retaguarda, nos tempos máximos e mínimos de operação permitidos e no ajuste prévio das diferentes zonas das funções 21. Um algoritmo testa, então, todas as possíveis combinações entre característica da curva e ajustes de tempo e de corrente disponíveis, identificando dentre as soluções factíveis aquela que proporciona uma menor área sobre a curva resultante no plano tempo de operação *vs.* corrente. Essa abordagem apresentou menores tempos de operação da proteção do que os apresentados por Ezzeddine *et al.* (2011) para um sistema teste, com destaque nos baixos tempos de execução do algoritmo – da ordem de 350 ms para cada relé.

Finalmente, a proteção diferencial é considerada em Haron *et al.* (2013), que propõe uma metodologia para selecionar a proteção adequada para microrredes radiais com GD. Inicialmente, ajusta-se somente a função de sobrecorrente não direcional. Não havendo a possibilidade de isolar a seção em falta em função da presença de GD a jusante, que continuaria contribuindo para a falta, propõe-se o uso da função de sobrecorrente direcional imediatamente a montante da GD. No entanto, a função de sobrecorrente não direcional ainda pode apresentar problemas na presença de GD, como o subalcançe e o falso disparo (HARON *et al.*, 2012). Nestes casos, propõe-se a substituição desta função pela diferencial, que não é afetada pelo modo de operação da microrrede e não exige coordenação com relés diferenciais de linhas adjacentes.

1.5 CONTRIBUIÇÕES DA TESE

As contribuições da tese são reportadas abaixo:

- Apresentar uma metodologia para a seleção ótima de elos fusíveis; temporização das zonas 2 e 3 da função 21; e característica da curva e ajustes de tempo e de corrente da função 51. Nenhum trabalho até o momento considera todos os referidos ajustes como variáveis do problema simultaneamente, o que exige uma modelagem matemática inovadora;
- Considerar a temporização da zona 3 da função 21 como variável do problema, removendo do engenheiro de proteção a responsabilidade na determinação deste;
- Todos os ajustes são determinados diretamente na forma discreta e conforme os valores disponíveis em relés digitais, eliminando a necessidade de se arredondar a solução obtida, como é o caso das técnicas que determinam ajustes contínuos.

- A implementação de uma etapa de pré-processamento que pode reduzir o número de variáveis do problema. Seu objetivo é reduzir o tempo computacional para a resolução do modelo e garantir que os tempos de operação da proteção estejam dentro de limites de tempo operacionais, a critério da concessionária.
- A utilização de uma metodologia que apresenta tempos computacionais compatíveis com a etapa de planejamento do SEP – da ordem de poucos minutos mesmo para SEPs de maior porte.
- A possibilidade de aplicar a metodologia proposta *online* utilizando um computador dedicado à execução da PIB no COC da concessionária.

1.6 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

A estrutura deste documento é como segue. No Capítulo 2 são apresentados os conceitos fundamentais das funções de proteção consideradas neste trabalho e seus princípios de funcionamento. Os métodos e critérios utilizados para ajustar cada função de proteção são expostos no Capítulo 3. No Capítulo 4 é apresentada a formulação do problema e a técnica de solução proposta. No Capítulo 5 os resultados das simulações computacionais realizadas são apresentados e discutidos. Por fim, o Capítulo 6 expõe as conclusões sobre o trabalho realizado, bem como apresenta sugestões para trabalhos futuros sobre o mesmo tema.

2. FUNÇÕES DE PROTEÇÃO UTILIZADAS

Neste capítulo serão apresentadas as funções de proteção utilizadas neste trabalho, seu princípio de funcionamento e os ajustes comumente disponíveis.

2.1 RELÉ DE SOBRECORRENTE

A proteção de sobrecorrente é largamente empregada como proteção primária de redes de distribuição. Também, é utilizada na retaguarda local da função 87 em transformadores de potência e da função 21 em linhas de transmissão e de subtransmissão (BLACKBURN e DOMIN, 2006). Sua tarefa é, essencialmente, detectar curtos-circuitos.

2.1.1 Princípio de funcionamento

A unidade 50 atua quase que instantaneamente (na prática, o tempo de atuação depende da tecnologia do equipamento utilizado) quando a corrente eficaz que passa por seus terminais exceder a respectiva corrente de disparo ajustada (HOROWITZ e PHADKE, 2008). Já a atuação da unidade 51 é condicionada pelos seguintes fatores:

- i) A corrente eficaz que passa pelo relé deve exceder a corrente de disparo ajustada. Quando isto ocorre, inicia-se uma contagem de tempo; e
- ii) Essa corrente deve ser vista pelo relé desde o início da contagem de tempo até que se atinja o tempo característico de disparo, o qual é definido pelo usuário por meio do ajuste de tempo desta unidade.

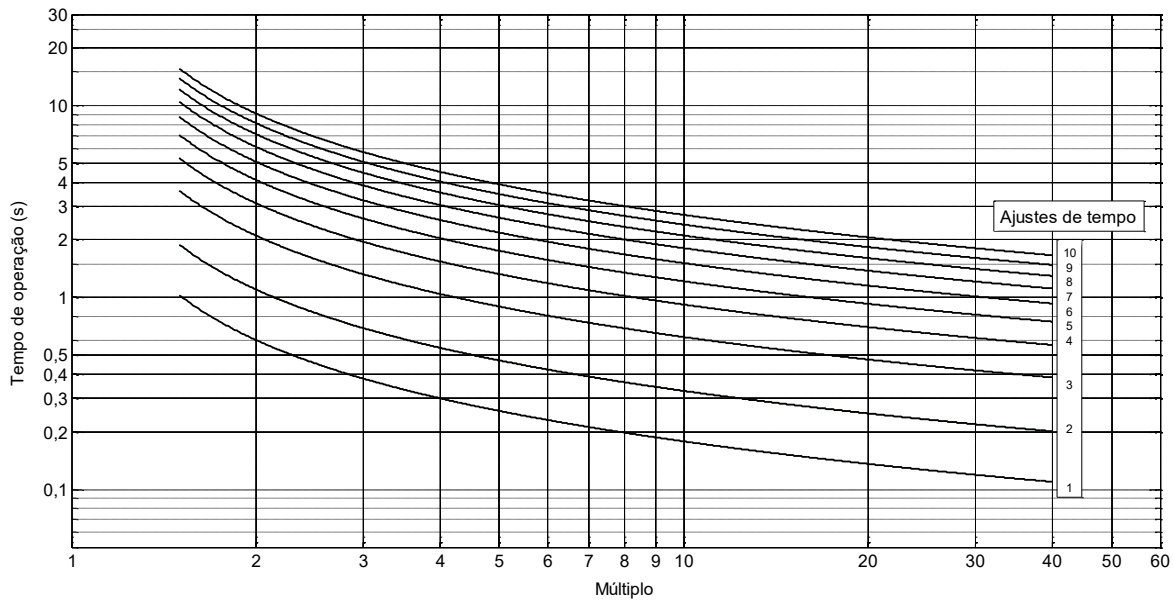
2.1.2 Tempo de operação

A função 51 de tempo inverso é a mais utilizada, proporcionando rapidez de operação para faltas de elevada magnitude sem a perda de coordenação, mesmo na presença de diversas funções 51 de tempo inverso em série na cadeia de proteção. Segundo Kindermann (2012), no uso da função 51 de tempo definido, os relés mais próximos da fonte devem possuir tempo de operação elevado para que a coordenação seja mantida, contrariando o critério de velocidade, fundamental em um sistema de proteção.

Nas funções 51 eletromecânicas, o tempo de operação é definido por curvas, a critério do fabricante. Este tempo depende da característica da curva, do ajuste de tempo e de um

múltiplo obtido pela relação entre a corrente eficaz que passa pelo relé e sua corrente de disparo ajustada. A Figura 2.1 exemplifica as curvas de tempo de operação vs. múltiplo para um relé eletromecânico. Observa-se que para nenhuma das curvas existem tempos de operação para múltiplos inferiores a 1,5, onde não se pode garantir a operação do relé nos tempos especificados para a respectiva curva.

Figura 2.1 - Curvas de tempo de operação de relés de sobrecorrente eletromecânicos



Nas funções 51 digitais o tempo de operação pode ser calculado por (2.1). Uma vez que a corrente eficaz calculada pelo relé ultrapassar a corrente de disparo ajustada, o relé inicia uma contagem que tempo que finda com sua atuação quando (2.2) for atendida.

$$t = TDS \times \left[\frac{A}{\left(\frac{I}{PCS} \right)^P - 1} + B \right] \quad (2.1)$$

$$T_K \sum_{k=1}^{K_{op}} \left(\frac{I}{t} \right) = 1 \quad (2.2)$$

Onde:

t é o tempo de operação da unidade 51 [s];

TDS é o ajuste de tempo da unidade 51 [s];

PCS é o ajuste de corrente da unidade 51 [s];

I é a corrente eficaz vista pela unidade 51 [s];

T_K é o intervalo de tempo de amostragem [s];

K_{op} é o número de amostras de corrente necessários para que a unidade 51 opere;

A , B e P são coeficientes que definem a característica da curva da unidade 51.

O número de amostras utilizadas no cálculo da corrente eficaz depende do modelo de relé utilizado. Por exemplo, o 7SG11 Argus da SIEMENS trabalha com 32 amostras por ciclo em 50 Hz (SIEMENS, 2013). Já o relé SEL-351 da SEL amostra a uma taxa de 128 amostras por ciclo de 60 Hz (SEL, 2013a).

2.1.3 Característica da curva

As unidades eletromecânicas e digitais apresentam uma variedade de características da curva, o que permite a alteração da inclinação da curva de tempo de operação, conforme a aplicação. Por exemplo, os relés eletromecânicos CO-7, CO-8, CO-9 e CO-11 da ABB (ABB, 1984) apresentam, respectivamente, as características Moderadamente Inversa, Inversa, Muito Inversa e Extremamente inversa. Cada relé possui uma característica da curva específica. Já em relés digitais, uma única unidade física permite a seleção de diferentes características da curva, que são obtidas por meio dos coeficientes A , B e P de (2.1).

Algumas das principais características utilizadas são listadas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Característica da curva da função 51 digital

Padrão	Característica	A	P	B
IEC	Inversa	0,14	0,02	0
	Muito inversa	13,5	1,0	0
	Extremamente inversa	80	2	0
IEEE	Moderadamente inversa	0,010	0,02	0,023
	Muito inversa	3,922	2	0,098
	Extremamente inversa	5,64	2	0,0243

Fonte: Schneider Electric (2009)

2.1.4 Ajustes disponíveis

Em relés eletromecânicos, a função 51 disponibiliza a corrente de disparo em uma faixa discreta e o ajuste de tempo em uma faixa contínua, enquanto a função 50 disponibiliza a corrente de disparo em uma faixa contínua. Por exemplo, um modelo do relé IAC51B da GE possui os seguintes valores para ajuste (GENERAL ELECTRIC, 2014a):

- 51 - PCS: 0,5, 0,6, 0,7, 0,8, 1,0, 1,2, 1,5, 2,0, 2,5, 3,0, e 4,0 [A].
- 51 - TDS: entre 0 e 10 [s];
- 50 - PCS: entre 2,0 e 16 [A].

Em relés digitais, os valores discretos dependem do modelo do relé e da resolução do microprocessador utilizado em sua construção. Como exemplo, um modelo do relé 7SG11 Argus da SIEMENS disponibiliza os seguintes ajustes (SIEMENS, 2013):

- 51 - PCS: 0,1-2,5 em degraus de 0,05 [A];
- 51 - TDS: 0,05-1,60 em degraus de 0,025 [s].

Por outro lado, relés digitais como o REF601 da ABB (ABB, 2014) possuem degraus bastante pequenos para os ajustes:

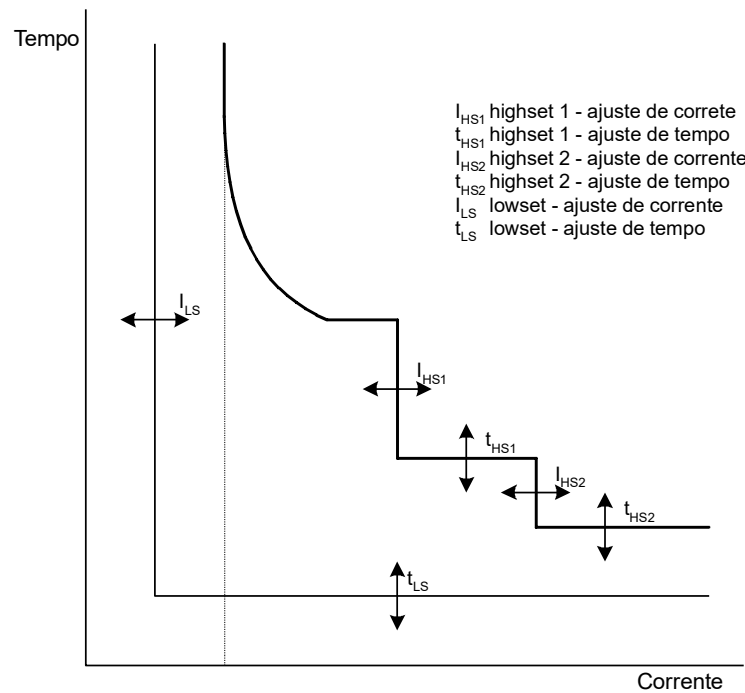
- 51 - PCS: 0,1-2,5 em degraus de 0,001 [A];
- 51 - TDS: 0,02-1,60 em degraus de 0,01 [s].

Outra diferença entre as unidades digitais e eletromecânicas se dá na possibilidade, nestas primeiras, de se elaborar curvas de operação com diferentes estágios, ao contrário destas últimas que permitem apenas dois estágios, sejam eles as funções 50 e 51. Para exemplificar essa afirmação, na Figura 2.2 são ilustrados os quatro estágios permitidos no relé digital 7SG11 Argus da SIEMENS, cada um com ajustes de tempo e corrente independentes. Verifica-se um estágio de tempo definido chamado *lowset*; o estágio de tempo inverso; e dois estágios de tempo definido, chamados *highset* 1 e 2. Assim, pode-se modelar a curva de um relé eletromecânico com unidades 50 e 51 em um relé digital, por meio dos estágios de tempo inverso e *highset* 1 ou 2.

2.2 RELÉ DIRECIONAL DE SOBRECORRENTE

Em relés eletromecânicos, a unidade 67 é um relé direcional que controla as unidades 50 e 51. Já nos relés digitais, a direcionalidade é uma função adicional às funções 50 e 51. Dessa forma, as funções 67 e 67N são referidas nos relés digitais como funções de sobrecorrente direcionais de fase e de neutro, respectivamente.

Figura 2.2 - Tempo de operação um relé digital com quatro estágios de operação



As funções 67 e 67N são utilizadas em sistemas interconectados, com topologia em anel e na presença de GD, com o objetivo de limitar o disparo dos relés para faltas em uma única direção (BLACKBURN e DOMIN, 2006). Em SEPs com essas características, a proteção de sobrecorrente não direcional inviabiliza a obtenção de coordenação e seletividade para determinadas faltas. Por exemplo, quando uma GD está conectada a um alimentador protegido por uma unidade de sobrecorrente não direcional e uma falta ocorre em um alimentador adjacente, a contribuição de corrente desta GD pode exceder a corrente de disparo da proteção do alimentador onde a GD está instalada (HARON, 2012). Esta situação caracteriza uma falha na seletividade, podendo ser evitada com a proteção direcional.

2.2.1 Princípio de funcionamento

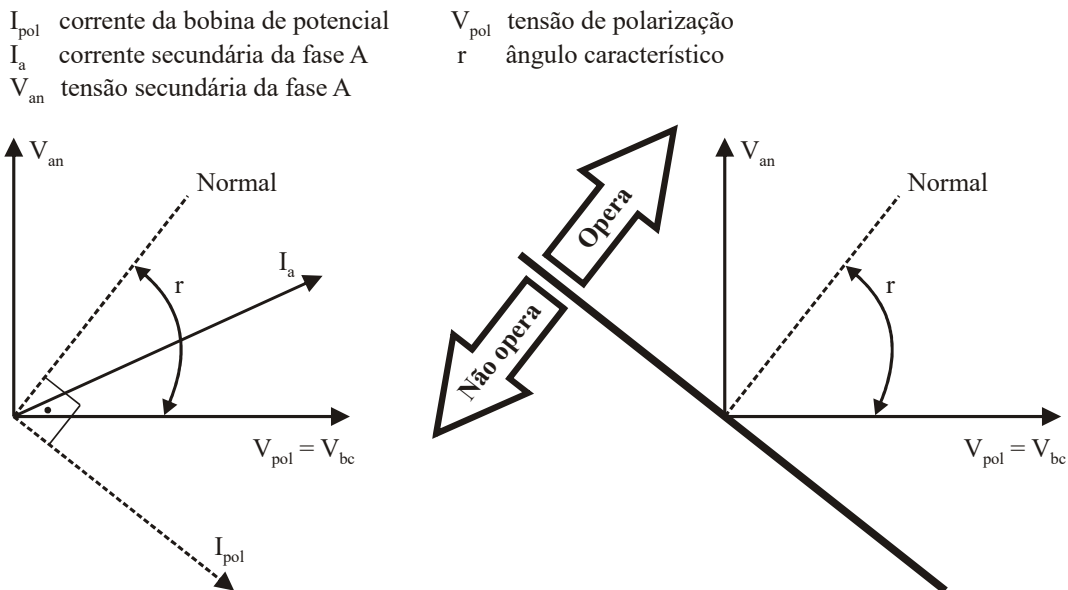
Em relés digitais, as grandezas de entrada do relé são as tensões e correntes provenientes do secundário de TPs e de TCs, respectivamente, que representam as tensões e correntes de linha do SEP. Essas grandezas interagem entre si e propiciam a obtenção de uma região de atuação e uma região de bloqueio do relé, definidas por meio de um ângulo característico. Dessa forma, o ângulo característico deve ser selecionado de modo que a região de operação por ele definida contenha as correntes de falta que fluem na direção do relé.

2.2.2 Polarização

Dependendo do local e da característica do elemento de rede protegido, diferentes métodos de polarização são utilizados. Os mais usuais são as polarizações por tensão a 90° , 60° e 30° (HOROWITZ e PHADKE, 2008). Estes ângulos possuem como referência a tensão de fase da corrente de entrada do relé, assim, para a corrente da fase “A”, a tensão de referência é V_{an} , considerando um fator de potência unitário.

- a) Polarização a 90° : para a unidade direcional da fase “A”, toma-se a corrente secundária desta fase e a tensão secundária de polarização V_{bc} , de tal forma que V_{bc} fique a 90° de V_{an} . O diagrama fasorial dessa ligação é ilustrado na Figura 2.3. O torque produzido no relé pela interação entre essas duas grandezas é positivo na região de operação indicada na Figura 2.3. Em relés eletromecânicos, esta região é obtida pelo ajuste do ângulo de máximo torque, que define uma reta ortogonal à reta que delimita a região de operação do relé. Em relés digitais, utiliza-se o conceito de ângulo característico.

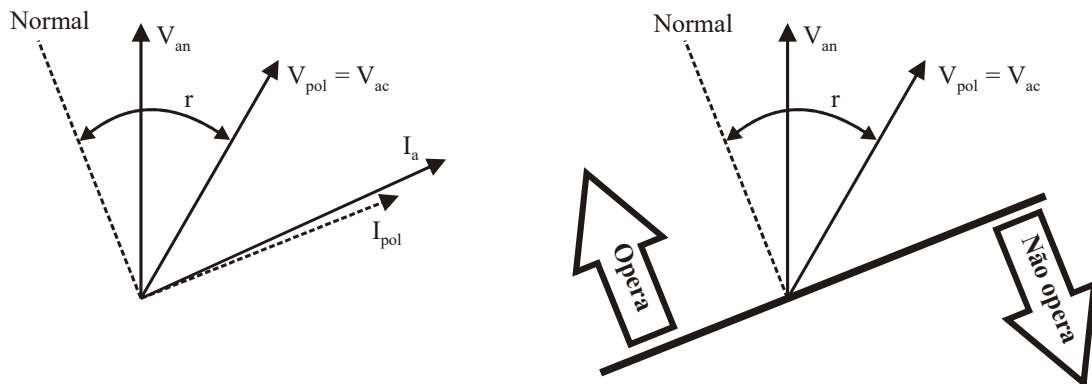
Figura 2.3 - Polarização a 90°



- b) Polarização a 30° : para a unidade direcional da fase A, toma-se a corrente secundária desta fase e a tensão secundária de polarização V_{ac} , de tal forma que a

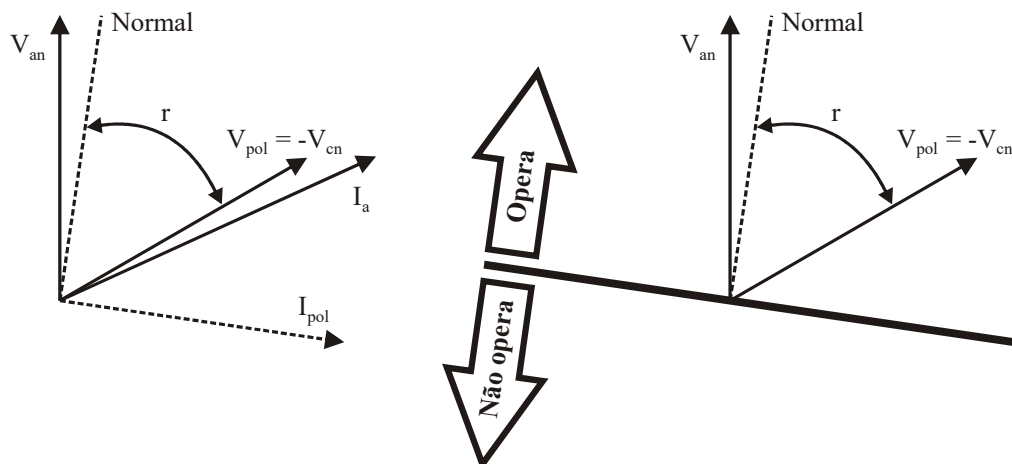
tensão de polarização fique a 30° de V_{an} . O diagrama fasorial dessa ligação e a região de operação do relé são ilustrados na Figura 2.4.

Figura 2.4 - Polarização a 30°



- c) Polarização a 60° : para a unidade direcional da fase “A”, toma-se a corrente secundária desta fase e as tensões secundárias de polarização $-V_{cn}$ ou $V_{an} + V_{bn}$, de tal forma que a tensão de polarização fique a 60° de V_{an} . O diagrama fasorial dessa ligação e a região de operação do relé são ilustrados na Figura 2.5.

Figura 2.5 - Polarização a 60°



2.2.3 Ajustes disponíveis

O ajuste da função 67 é realizado por meio da seleção do ângulo característico. Diversas são as formas de variação e os valores deste ajuste, dependendo da tecnologia

empregada no relé. É possível variá-lo por meio de um resistor em unidades eletromecânicas (GENERAL ELECTRIC, 2014b), ou até mesmo habilitar uma função de ajuste automático de elementos direcionais presente em relés digitais, como o SEL-421 (SEL, 2013b).

Em unidades 67 eletromecânicas, toma-se como exemplo os relés IRC da ABB (ABB, 1999), onde o ângulo característico é fixo, e os relés IBC da GE (GENERAL ELECTRIC, 2014b) que permitem ângulos de 20° e 45° .

Em unidades digitais, a faixa do ângulo característico varia de -90° a 90° , em degraus de 1° , no relé 7SG11 Argus da SIEMENS. Já no relé SEPAM 40 (SCHNEIDER ELECTRIC, 2009) apenas três ajustes estão disponíveis: 30° , 45° e 60° .

2.3 ELO FUSÍVEL

O elo fusível é um elemento de proteção instalado nas chaves fusíveis. Na ocorrência de curtos-circuitos, o elo fusível se funde por efeito térmico, interrompendo a passagem de corrente pela chave e, conseqüentemente, a contribuição de corrente para a falta.

Os elos fusíveis são largamente empregados em redes de distribuição, tanto na proteção de ramais quanto transformadores de distribuição (BLACKBURN e DOMIN, 2006), dado o seu preço reduzido e a rapidez de atuação para elevadas correntes de falta.

2.3.1 Princípio de funcionamento

O elemento fusível é o componente fundamental de um elo fusível. Na passagem de correntes normais de operação do trecho protegido, as características do elemento fusível não podem ser alteradas. Já na ocorrência de sobrecargas ou curtos-circuitos que excedam sua corrente nominal, este deve se fundir.

A fusão do elo fusível se dá pela concentração de calor excessivo no elemento fusível quando este é percorrido por correntes que excedem seu valor nominal. Dessa forma, as dimensões do elemento fusível e sua resistividade definem uma curva característica de tempo de fusão dependente da corrente em uma proporção inversa. Essa característica é utilizada na obtenção de elos fusíveis com diferentes curvas, cada qual com aplicações específicas.

2.3.2 Classificação

Os elos fusíveis são fabricados e utilizados em função de suas curvas características. As seguintes classificações são expostas por Mamede Filho e Mamede (2011), considerando elos fusíveis para classes de tensão em nível de distribuição.

- a) Tipo H: apresenta tempo de atuação lento e são utilizados na proteção de transformadores de distribuição, sendo mais tolerantes às correntes de energização desses. As seguintes correntes nominais são fabricadas: 0,5, 1, 2, 3 e 5;
- b) Tipo K: apresenta tempo de atuação rápido e são utilizados na proteção da troncal de alimentadores e ramais. Neste tipo, elos preferenciais e não preferenciais são fabricados. Os elos preferenciais, que são os mais utilizados, são fabricados com as correntes nominais 6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 e 200; e
- c) Tipo T: apresenta tempo de atuação lento e são utilizados nas mesmas aplicações que os elos do tipo K, quando tempos mais lentos são desejados.

Existem, ainda, elos fusíveis para classes de tensões maiores, como os de 69 kV do tipo EF (INDEL BAURU, 2013).

2.3.3 Tempos de operação

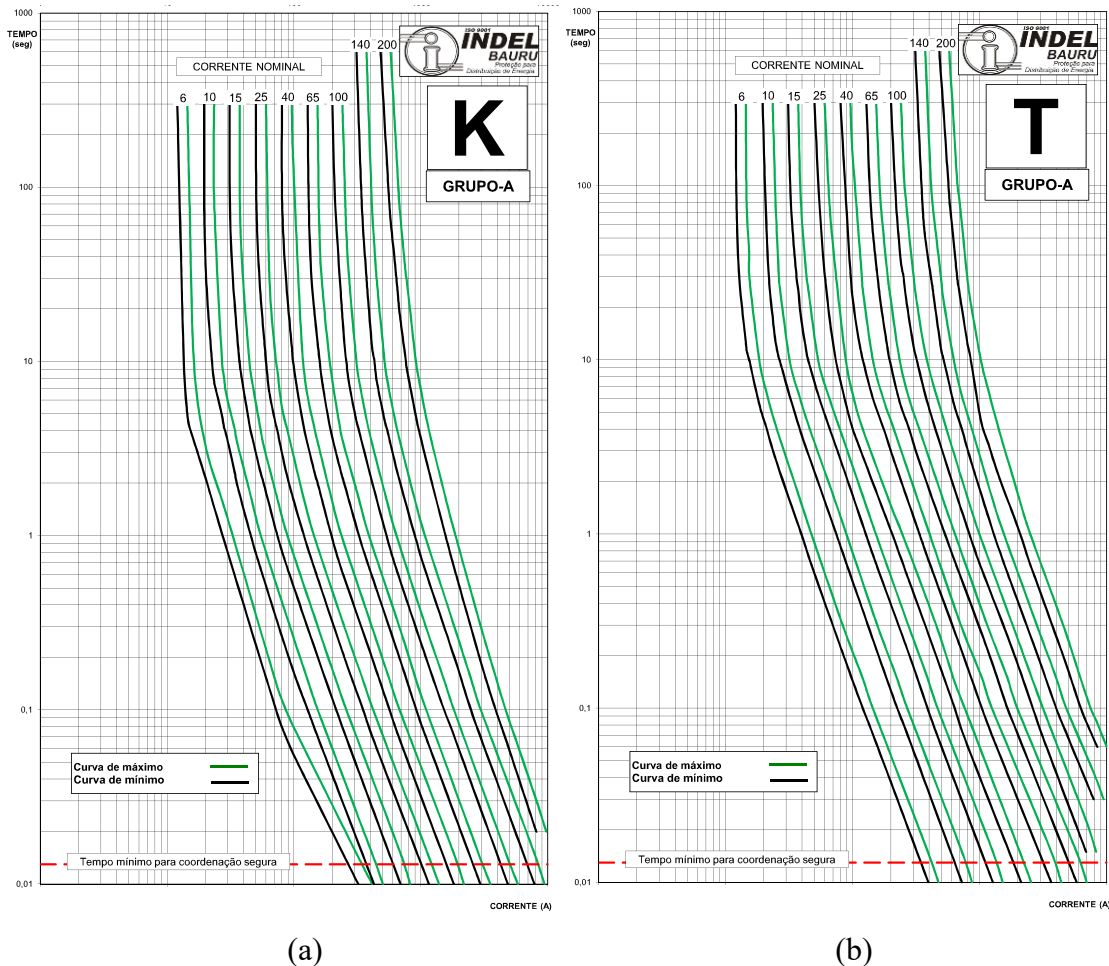
Para cada corrente nominal de um dado elo fusível, três são as curvas de tempo de operação vs. corrente. Estas curvas são descritas abaixo (COOPER, 2015).

- a) Mínima fusão: menor tempo entre o instante em que ocorre uma sobrecorrente até o instante em que o arco elétrico se inicia;
- b) Máxima fusão: maior tempo entre o instante em que ocorre uma sobrecorrente até o instante em que o arco elétrico se inicia; e
- c) Máxima interrupção: maior tempo entre o instante em que ocorre uma sobrecorrente até o instante em que elo fusível interrompe a passagem de corrente.

As duas primeiras curvas são informadas pelo fabricante do elo fusível, respeitando características definidas por normas nacionais e internacionais específicas, como a NBR 7282/2011 e a ANSI C37.41. A última curva depende do porta-fusível utilizado para acondicionar o elo fusível.

Na Figura 2.6a são ilustradas as curvas dos elos preferenciais do tipo K, enquanto na Figura 2.6b são ilustradas as curvas dos elos do tipo T.

Figura 2.6 - Curvas de elos fusíveis. a) Tipo K preferenciais; b) Tipo T



Fonte: Indel Bauru (2013)

2.4 RELÉ DIFERENCIAL PORCENTUAL

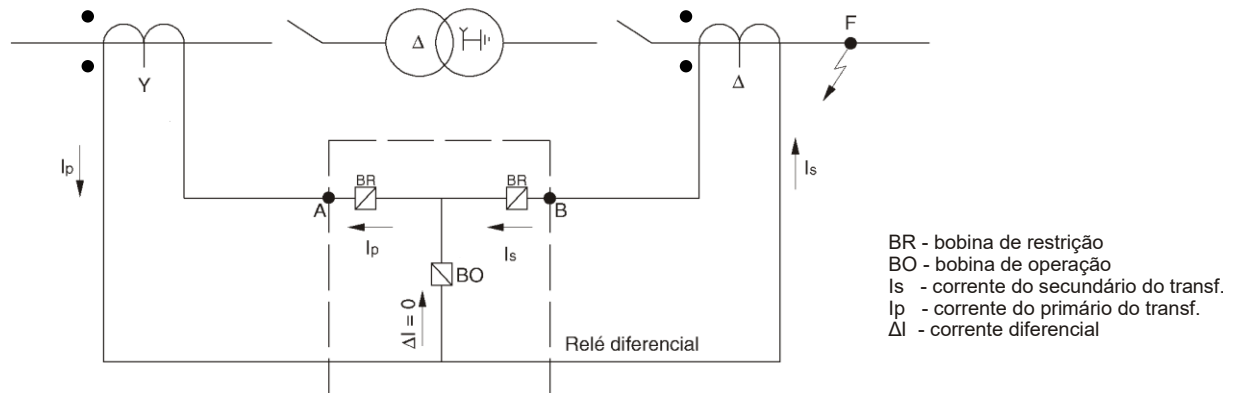
A função 87 é empregada, principalmente na proteção de transformadores de potência, máquinas síncronas, barramentos, linhas de transmissão curtas (KINDERMANN, 2006). Este relé atua fundamentado na comparação das correntes que entram e saem de um equipamento ou linha, pois em situações de defeito estas duas correntes não se equivalem.

2.4.1 Princípio de funcionamento

O esquema de ligação de um relé 87 é dado na Figura 2.7. As entradas do relé são as correntes secundárias tomadas nos terminais do equipamento protegido, no caso, um transformador. De modo geral, o relé 87 não atua diretamente no circuito de comando do

disjuntor, mas sobre o relé 86, que por sua vez providencia uma série de comandos, como a abertura dos disjuntores ligados a um barramento, por exemplo.

Figura 2.7 - Diagrama unifilar de ligação do relé diferencial porcentual



Fonte: Mamede Filho e Mamede (2011)

Na ocorrência de uma falta externa à zona delimitada pelos TCs, como a ocorrida no ponto “F” da Figura 2.7, a corrente na bobina de operação é nula, considerando os sentidos das correntes secundárias da mesma figura e que os TCs estão corretamente ajustados para compensar as diferenças entre as correntes primárias e secundárias do transformador.

Na ocorrência de uma falta interna à zona delimitada pelos TCs, as correntes secundárias se somam na bobina de operação, podendo levar à operação do relé.

A bobina de operação é conectada no centro da bobina de restrição, dividindo-a em duas metades, cada qual percorrida por uma corrente secundária. Portanto, o valor médio da corrente que circula pela bobina de restrição pode ser aproximado por (2.3). Esta corrente média, denominada corrente de restrição, produz um torque de sentido contrário ao torque produzido na bobina de operação pela corrente diferencial, que pode ser expressa por (2.4). Para que o relé opere, é preciso que o torque de operação supere o de restrição.

Pode-se estabelecer uma relação entre as correntes de restrição e diferencial por meio do gráfico da Figura 2.8. Neste gráfico é traçada uma reta, a qual define o limiar de operação do relé. A sua inclinação pode ser alterada pelo ajuste de declividade, calculado por meio de (2.5). A operação do relé só é garantida quando o ponto definido pelas correntes de restrição e de operação estiver acima desta reta, portanto, quanto maior for a declividade, menor é a sensibilidade do relé (KINDERMANN, 2006).

$$I_r = \frac{I_s + I_p}{2} \quad (2.3)$$

$$\Delta I = I_s - I_p \quad (2.4)$$

$$Ad = \frac{\Delta I}{I_r} \times 100 \quad (2.5)$$

Onde:

I_r é a média da corrente secundária que passa pela bobina de restrição [A];

I_s é a corrente secundária do secundário do transf. que passa pela bobina de restrição [A];

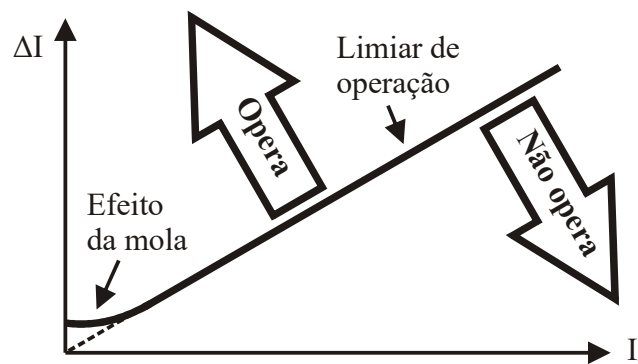
I_p é a corrente secundária do primário do transf. que passa pela bobina de restrição [A];

ΔI é a corrente diferencial [A];

Ad é o ajuste de declividade da função 87 [%].

O segundo parâmetro a ser ajustado no relé, além do ajuste de declividade, é o ajuste da corrente de disparo, que compensa o efeito da mola restauradora exposto na Figura 2.8. Esta mola só se faz presente em relés eletromecânicos e tem como objetivo restaurar o balancim ao seu ponto de equilíbrio quando o relé não é excitado. Em relés digitais este ajuste também é disponibilizado, mesmo que a mola restauradora não esteja presente.

Figura 2.8 - Curva de operação do relé diferencial porcentual



2.4.2 Ajustes disponíveis

Nos relés 87, faixas contínuas e discretas de ajustes são disponibilizadas, conforme o modelo e a tecnologia.

O relé BDD15B da GE (GENERAL ELECTRIC, 2014c) possui ajustes de declividade de 15%, 25% e 40%, enquanto o relé diferencial Circuit Shield da ABB (ABB, 2004) possui faixa contínua para o ajuste de declividade entre 15% e 40%.

Nas unidades digitais, destaca-se o relé SEL-587 (SEL, 2012), que possui alta resolução para os ajustes da corrente de disparo e de declividade – o próprio manual não indica qualquer degrau para os ajustes, levando o usuário a crer que estes são contínuos.

É importante destacar que ajustes de declividade para bloqueio por harmônicas também são disponibilizados em relés eletromecânicos e digitais. Sabe-se que a corrente de energização de transformadores possui elevado conteúdo de segunda harmônica, bem como que a quinta harmônica se faz presente na sobre-excitação do transformador. Em ambas as situações a proteção direcional pode atuar de forma indesejada na presença destas componentes. Dessa forma, ajustes de declividade para bloqueio por segunda e quinta harmônica são comumente disponibilizados.

2.5 RELÉ DE DISTÂNCIA

A função de proteção de distância é a mais utilizada em linhas de transmissão (HOROWITZ e PHADKE, 2008) e substituiu sistematicamente as proteções de sobrecorrente nesta aplicação, as quais não apresentam bom desempenho à medida que as linhas adquirem grandes comprimentos e a interconexão dos SEPs é ampliada. O alcance do relé de distância é pouco influenciado por mudanças na geração e na topologia do SEP, o que justifica sua aplicação.

Este relé tem seu princípio de funcionamento fundamentado no monitoramento do parâmetro do elemento de rede protegido (impedância, admitância ou reatância), que por sua vez é dependente do comprimento do trecho. Na ocorrência de uma falta dentro da zona delimitada pelo relé, este identifica que o parâmetro do elemento protegido até o ponto de defeito está dentro da sua região de operação característica, que pode ser ajustada.

Segundo Kindermann (2012), os relés eletromecânicos são fundamentados na determinação da impedância, na admitância e na reatância do elemento de rede protegido, cada qual com vantagens e aplicações específicas. Em relés digitais, outras características podem ser selecionadas e ajustadas. Considerou-se somente o uso de relés de admitância digitais neste trabalho, portanto, as características deste tipo serão reportadas no que segue.

2.5.1 Princípio de funcionamento

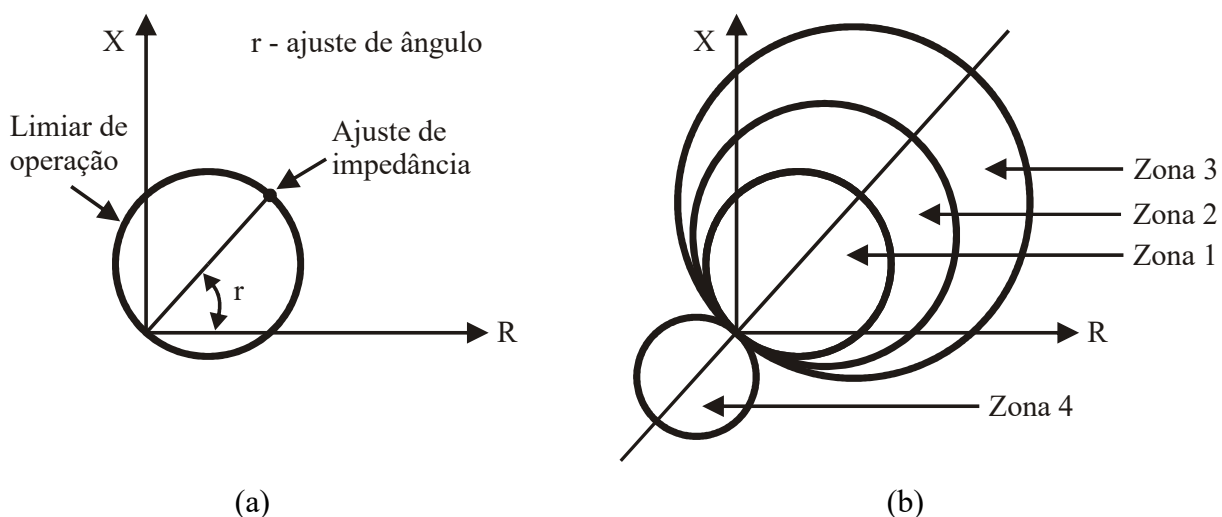
As grandezas de entrada da função 21 são as tensões e correntes secundárias do SEP. Para fins explicativos, as grandezas da fase “A” serão consideradas, sejam elas a corrente de linha e a tensão de fase, ambas secundárias. A interação entre essas duas grandezas é tal que uma região de operação pode ser delimitada no plano X vs. R , conforme ilustra a Figura 2.9a.

O limiar de operação do relé pode ser obtido por meio dos ajustes de impedância e de ângulo indicados na Figura 2.9a. A forma geométrica deste limiar é uma circunferência que tangencia a origem do plano X vs. R . O ajuste de impedância dá o diâmetro da circunferência, enquanto o ajuste de ângulo dá a inclinação do eixo da circunferência em relação à horizontal.

Uma vez ajustada a circunferência que define o limiar de operação, o relé opera no momento em que a impedância aparente secundária vista pelo relé, desde o ponto de instalação de seu TP até o ponto de falta, recaírem dentro da circunferência. Portanto, a região interna da circunferência define a região de operação do relé.

Na Figura 2.9a há apenas uma região de operação para a função 21. Observe que esta região é direcional, ou seja, o relé só opera para faltas ocorridas em sua direção. Na prática, os relés 21 comumente disponibilizam quatro regiões de operação, cada uma com ajuste de impedância e temporização independentes. Essas regiões são denominadas zonas 1, 2, 3 e 4, sendo que as três primeiras são utilizadas para faltas à frente do relé, enquanto a zona 4, ou reversa, é utilizada para cobrir uma pequena zona imediatamente atrás do relé. Essas quatro zonas são ilustradas na Figura 2.9b.

Figura 2.9 - Regiões de operação do relé de admitância. a) Ajustes; b) Zonas 1, 2, 3 e reversa



2.5.2 Ajustes disponíveis

Em funções 21 digitais, os ajustes de impedância e de ângulo são comumente disponibilizados em uma larga faixa discreta, com pequenos degraus. Outros ajustes são disponibilizados para habilitar ou desabilitar funções e parametrizar funções auxiliares. Como exemplo, alguns ajustes disponíveis no relé SEL-311C (SEL, 2013c) são listados abaixo.

- CTR: relação de transformação de corrente do TC (1-6.000 em degraus de 1);
- PTR: relação de transformação de potencial do TP (1-10.000 em degraus de 0,01);
- Z1MAG: magnitude da impedância de sequência positiva da linha (0,10-255,00 Ω em degraus de 0,01 Ω);
- Z1ANG: ângulo da impedância de sequência positiva da linha (5,00-255,00° em degraus de 0,01°);
- E21P: número de zonas da proteção de fase (1-4);
- Z1P, Z2P, Z3P e Z4P: ajuste de impedância das zonas 1, 2, 3 e 4, respectivamente, da proteção de fase (OFF, 0,05-64,00 Ω em degraus de 0,01 Ω);
- Z1PD, Z2PD, Z3PD e Z4PD: temporização das zonas 1, 2, 3 e 4, respectivamente, da proteção de fase (OFF, 0-16.000 ciclos em degraus de 0,25 ciclos);
- DIR3 e DIR4: direção das zonas 3 e 4, respectivamente (*forward* e *reverse*).

Conforme SEL (2013c), os parâmetros Z1MAG e Z1ANG são utilizados para a unidade de localização de falta do relé. Este relé disponibiliza, ainda, funções como: 67, 25, 27, 59, 67, 68, 79, 81 e sincrofasores.

3. CRITÉRIOS DE AJUSTE E COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO

Neste capítulo serão apresentados os critérios utilizados para o ajuste e a coordenação das proteções. Destaca-se que somente as proteções de fase foram consideradas neste trabalho, uma vez que as proteções para faltas para a terra podem ser coordenadas à parte utilizando as faltas para a terra. Desse modo, somente os critérios de ajuste e coordenação das proteções de fase serão apresentados.

3.1 SELEÇÃO DO ELO FUSÍVEL

Os elos fusíveis utilizados na proteção de transformadores de distribuição trifásicos de 13,8 kV e 23 kV são selecionados conforme a Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Elos fusíveis para transformadores de distribuição trifásicos

Potência nominal (kVA)	Tensão nominal (kV)	
	13,8	23
15	1H	1H
30	2H	1H
34	3H	2H
75	5H	3H
112,5	6K	5H
150	8K	5H
225	12K	8K
300	20K	10K

Fonte: CPFL (2016)

Na proteção de alimentadores e ramais, a escolha do elo fusível deve respeitar o exposto em (3.1), (3.2) e (3.3).

$$I_{elo} > \left(1 + \frac{FC}{100}\right)^n \times I_{L,max} \quad (3.1)$$

$$I_{0,13} > I_{inrush} \quad (3.2)$$

$$I_{300} < I_{F,min} \quad (3.3)$$

Onde:

I_{elo} é a corrente nominal do elo fusível [A];

FC é o fator de crescimento anual da carga [%];

n é o número de anos considerados no horizonte de tempo [anos];

$I_{L,max}$ é a máxima corrente de carga do trecho protegido no tempo atual [A];

$I_{0,13}$ é a corrente da curva de mínima fusão do elo fusível para o tempo de 0,13 s [A];

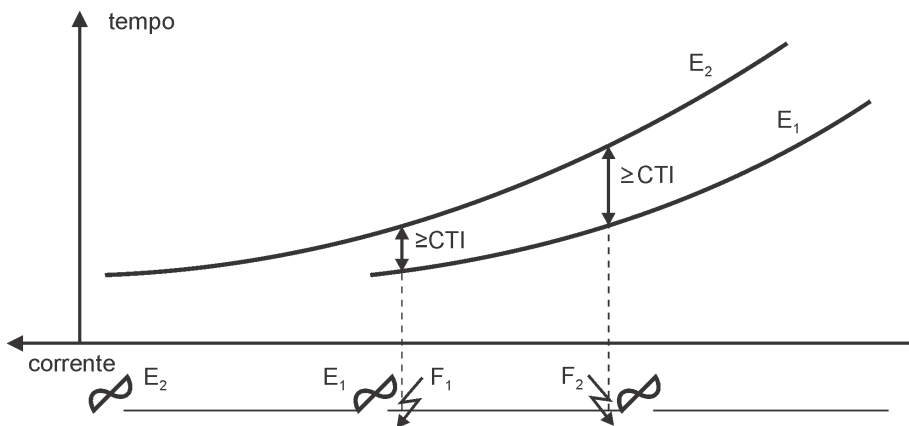
I_{inrush} é a corrente de energização do circuito [A];

I_{300} é a corrente da curva de máxima interrupção do elo fusível para o tempo de 300 s [A];

$I_{F,min}$ é a mínima corrente de falta no trecho onde o elo é proteção de retaguarda [A].

Ainda, a escolha do elo fusível deve respeitar a seletividade com os elementos de proteção a jusante, quando houver. Os locais onde a seletividade é verificada são ilustrados na Figura 3.1, representados matematicamente por (3.4) e (3.5).

Figura 3.1 - Seletividade entre elos fusíveis



$$t_{elo,R}(I_{F1}) - t_{elo,P}(I_{F1}) \geq CTI \quad (3.4)$$

$$t_{elo,R}(I_{F2}) - t_{elo,P}(I_{F2}) \geq CTI \quad (3.5)$$

Onde:

I_{F1} é a máxima corrente de falta entre fases do trecho onde E_2 é retaguarda de E_1 [A];

I_{F2} é a mínima corrente de falta entre fases do trecho onde E_2 é retaguarda de E_1 [A];

$t_{elo,R}(I)$ é o tempo de operação da curva de mínima fusão de E_2 para uma corrente I [s];

$t_{elo,P}(I)$ é o tempo de operação da curva de máxima interrupção de E_1 para uma corrente I [s];

CTI é o tempo mínimo de coordenação [s].

3.2 AJUSTE DA UNIDADE 50

Na proteção de transformadores, a unidade 50 deve ser ajustada para operar na máxima corrente de falta trifásica assimétrica externa ao transformador. Logo, o ajuste de corrente desta unidade deve respeitar (3.6).

$$PCS_{50} \geq \max \{ I_{OL}, I_{inrush}, I_{F,assim} \} \quad (3.6)$$

Onde:

PCS_{50} é o ajuste de corrente da unidade 50 [A];

I_{OL} é a máxima corrente de sobrecarga permitida no transformador [A];

I_{inrush} é a corrente de energização do transformador [A];

$I_{F,assim}$ é a máxima corrente de falta assimétrica externa ao transformador [A].

Na proteção de linhas, a unidade 50 é ajustada para operar nas máximas correntes de falta trifásica a 85% da linha protegida, na forma de (3.7).

$$PCS_{50} \geq I_{F,85\%} \quad (3.7)$$

Onde:

PCS_{50} é o ajuste de corrente da unidade 50 [A];

$I_{F,85\%}$ é a máxima corrente de falta simétrica trifásica a 85% da linha [A].

3.3 AJUSTE DA UNIDADE 51

O ajuste de corrente da unidade 51 deve estar dentro da faixa dada por (3.8).

$$a \times I_{L,max} < PCS_{51} < \frac{I_{F,min}}{b} \quad (3.8)$$

Onde:

PCS_{51} é o ajuste de corrente da unidade 51 [A];

$I_{L,max}$ é a corrente de carga máxima vista pelo relé [A];

$I_{F,min}$ é a mínima corrente de falta entre fases que deve sensibilizar o relé [A];

a é selecionado usualmente entre 1,5 e 2,5. Tem como função evitar que o relé opere indevidamente em condições de sobrecargas de curta duração;

b é um fator de início de curva, usualmente com valor 1,5 para relés eletromecânicos e 1,05 para relés digitais. Tem como função garantir que o relé opere na ocorrência de $I_{F,min}$.

O ajuste de tempo da função 51 se dá pela coordenação com os elementos de proteção a jusante e a montante na cadeia de proteção.

3.4 AJUSTE DA UNIDADE 21

Para ajustar as impedâncias de zona 1, zona 2 e zona 3, segue-se o exposto abaixo.

Em relés digitais, o ajuste de ângulo é realizado por meio do parâmetro θ_{LTI} , que consiste no ângulo característico de sequência positiva da linha protegida. Nesta situação, o ajuste de impedância para a zona 1 pode ser determinado diretamente por meio de (3.9). Usualmente, coberturas na ordem de 80% do comprimento da linha são utilizadas.

$$Z_{Z1} = Z_{LTI} \times Perc_{LTI} \times \frac{RTC}{RTP} \quad (3.9)$$

Onde:

Z_{Z1} é o ajuste de impedância de zona 1 [Ω];

Z_{LTI} é a magnitude da impedância da linha protegida [Ω];

$Perc_{LTI}$ é o percentual do comprimento da linha coberto pela zona 1 [%];

RTC é a relação de transformação de corrente do TC;

RTP é a relação de transformação de potencial do TP.

A zona 2 é comumente utilizada de modo a cobrir de 50% a 60% da linha adjacente, além de 100% da linha onde o relé está instalado. Como a linha adjacente pode não ter o mesmo ângulo característico da linha em que o relé está instalado, pode-se utilizar (3.10) para determinar o ajuste de impedância da zona 2. Esta situação é ilustrada na Figura 3.2.

$$Z_{Z2} = \left[\frac{|Z_{LTI} + Z_{LT2} \times Perc_{LT2}|}{\cos(\theta_2 - \theta_{LTI})} \right] \times \frac{RTC}{RTP} \quad (3.10)$$

Onde:

$$\theta_2 = \tan^{-1} \frac{\text{Im}\{Z_{LT1} + Z_{LT2} \times \text{Perc}_{LT2}\}}{\text{Re}\{Z_{LT1} + Z_{LT2} \times \text{Perc}_{LT2}\}} \quad (3.11)$$

Onde:

θ_2 é um ângulo calculado para o ajuste da zona 2 [°];

Z_{LT1} é a impedância complexa de LT_1 [Ω];

Z_{LT2} é a impedância complexa de LT_2 [Ω];

Perc_{LT2} é o percentual do comprimento de LT_2 coberto pela zona 2 [%];

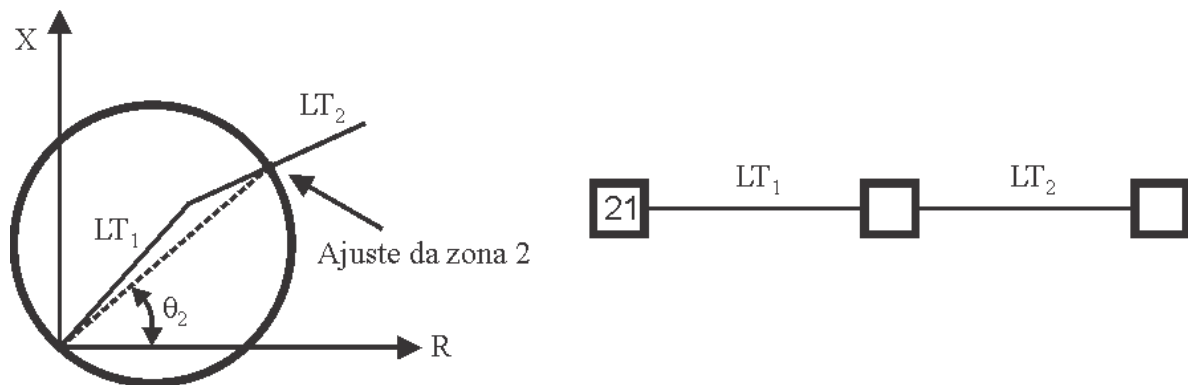
Z_{Z2} é o ajuste de impedância de zona 2 [Ω];

θ_{LT1} é o ângulo característico de LT_1 [°];

RTC é a relação de transformação de corrente do TC;

RTP é a relação de transformação de potencial do TP.

Figura 3.2 - Ajuste da impedância da zona 2



A zona 3 é comumente ajustada para cobrir de 20% a 30% de LT_3 , além de 100% de LT_1 e LT_2 , conforme ilustrado na Figura 3.3. Logo, pode-se utilizar (3.12) para determinar o ajuste de impedância da zona 3.

$$Z_{Z3} = \left[\frac{|Z_{LT1} + Z_{LT2} + Z_{LT3} \times \text{Perc}_{LT3}|}{\cos(\theta_3 - \theta_{LT1})} \right] \times \frac{RTC}{RTP} \quad (3.12)$$

Onde:

$$\theta_3 = \tan^{-1} \frac{\text{Im}\{Z_{LT1} + Z_{LT2} + Z_{LT3} \times Perc_{LT3}\}}{\text{Re}\{Z_{LT1} + Z_{LT2} + Z_{LT3} \times Perc_{LT3}\}} \quad (3.13)$$

Onde:

θ_3 é um ângulo calculado para o ajuste da zona 3 [°];

Z_{LT1} é a impedância complexa de LT_1 [Ω];

Z_{LT2} é a impedância complexa de LT_2 [Ω];

Z_{LT3} é a impedância complexa de LT_3 [Ω];

$Perc_{LT3}$ é o percentual do comprimento de LT_3 coberto pela zona 3 [%];

Z_{Z3} é o ajuste de impedância de zona 3 [Ω];

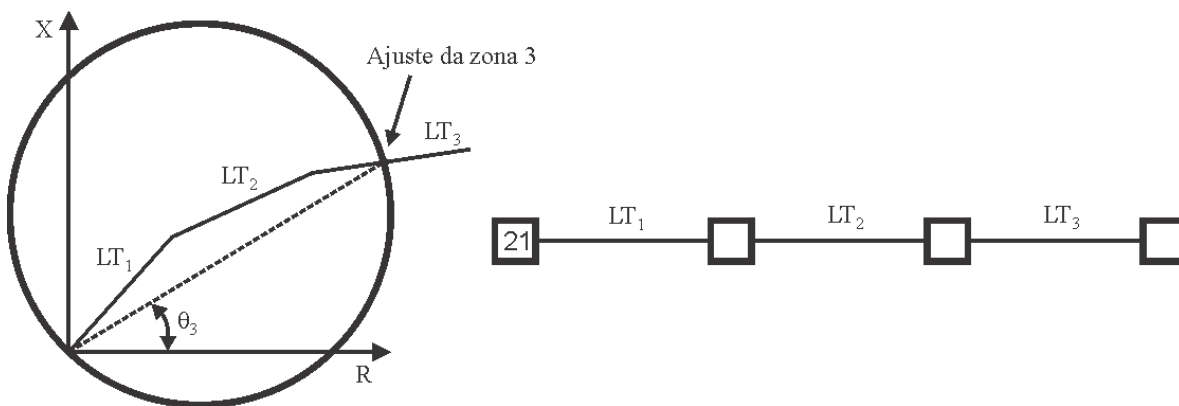
θ_{LT1} é o ângulo característico de LT_1 [°];

RTC é a relação de transformação de corrente do TC;

RTP é a relação de transformação de potencial do TP.

A temporização das zonas 2 e 3 da função 21 se dá pela coordenação com os elementos de proteção a jusante e a montante na cadeia de proteção.

Figura 3.3 - Ajuste da impedância da zona 3



3.5 AJUSTE DA UNIDADE 87

A unidade 87 deve ser ajustada de modo a não operar para faltas externas ao transformador protegido. O ajuste de unidades 87 digitais será considerado neste trabalho.

Inicialmente, os parâmetros a serem determinados são os *taps* de corrente dos enrolamentos primário e secundário do transformador, os quais podem ser calculados por meio de (3.14) e (3.15). Estes dois valores são, então, utilizados, para calcular o ajuste da corrente de disparo por meio de (3.16). Este ajuste deve ser de tal forma que evite operações indesejadas causadas por erros em TCs ou corrente de excitação do transformador. Também, deve gerar uma corrente operacional maior ou igual a 10% da corrente nominal do relé, quando multiplicado pelo menor valor entre TAP_P e TAP_S (SEL, 2012).

$$TAP_P = \frac{S_{max} \times 1000}{\sqrt{3} \times V_P \times RTC_P} \times C \quad (3.14)$$

$$TAP_S = \frac{S_{max} \times 1000}{\sqrt{3} \times V_S \times RTC_S} \times C \quad (3.15)$$

$$PCS_{87} \geq \frac{0,1 \times I_{nom}}{TAP_{min}} \quad (3.16)$$

Onde:

TAP_P é o *tap* de corrente do primário do transformador [A];

TAP_S é o *tap* de corrente do secundário do transformador [A];

S_{max} é a potência máxima do transformador, considerando sobrecargas [MVA];

V_P é a tensão de linha em do primário do transformador [kV];

RTC_P é a relação de transformação de corrente do TC do primário do transformador;

V_S é a tensão de linha do secundário do transformador [kV];

RTC_S é a relação de transformação de corrente do TC do secundário do transformador;

C é igual a 1 se a ligação dos TCs for estrela ou 1,732 se a ligação for delta;

PCS_{87} é o ajuste da corrente de disparo da unidade 87;

I_{nom} é a corrente nominal do relé (1 A ou 5 A);

TAP_{min} é o menor valor entre TAP_P e TAP_S [A].

O ajuste de declividade deve ser ajustado de tal forma que o relé não opere em função de erros introduzidos pelos TCs, pela medição do relé, pela corrente de excitação e pelos diferentes *taps* de tensão do transformador. A pior situação deve ser considerada, seja ela quando todas as correntes do primário do transformador forem medidas com máximo erro

positivo e todas as correntes do secundário forem medidas com máximo erro negativo. Logo, o ajuste de declividade pode ser calculado por (3.17), conforme SEL (2012).

$$Ad > \left[(1+e_1) - \frac{(1-e_1)}{(1+a)} + e_2 + e_3 \right] \times 100 \quad (3.17)$$

Onde:

Ad é o ajuste de declividade percentual [%];

e_1 é o erro decorrente da classe de exatidão dos TCs, tipicamente 0,1;

a representa a máxima variação da relação de tensão do transformador na mudança de *tap*.

Exemplo: variação de $\pm 10\%$, $a = 0,1$.

e_2 é o erro decorrente da corrente de excitação dos transformadores;

e_3 é o erro decorrente da medição do relé.

O ajuste da corrente de disparo do elemento instantâneo pode ser calculado por (3.18). Este elemento compara o valor da corrente diferencial com seu ajuste, normalmente de 10 vezes o *tap* de referência. Na ocorrência de faltas internas, essa corrente de disparo é ultrapassada e o relé opera.

$$I_{87-50} = PCS_{87-50} \times TAP \quad (3.18)$$

Onde:

I_{87-50} é corrente de disparo do elemento instantâneo da unidade 87 [A];

PCS_{87-50} é o ajuste da corrente de disparo do elemento instantâneo da unidade 87;

TAP é valor do *tap* de referência (do primário ou do secundário do transformador) [A].

3.6 AJUSTE DA UNIDADE 67

A polarização a 90° foi utilizada neste trabalho. A determinação do ajuste do ângulo característico da função 67 se dá como segue.

Conforme (3.8), a corrente de disparo da unidade 51 é tal que o relé possui alcance suficiente para operar na ocorrência de uma falta no final da linha adjacente. Deseja-se que a unidade 51 esteja coordenada em todo o trecho onde esta é primeira retaguarda remota, logo,

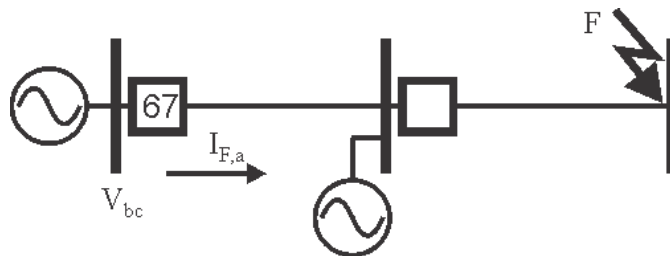
a coordenação será verificada também para a corrente de falta trifásica no final da linha adjacente. Esta situação é exposta na Figura 3.4.

Para determinar o ajuste do ângulo característico, utilizam-se:

- A corrente de carga; e
- A corrente de falta trifásica no final da linha adjacente (F) vista pela fase “A” da unidade 67 ($I_{F,a}$) e a tensão complexa entre as fases “B” e “C” na barra onde o relé foi instalado (V_{bc}).

A região de operação da unidade 67, definida pelo ajuste de ângulo característico selecionado, deve conter as referidas correntes complexas.

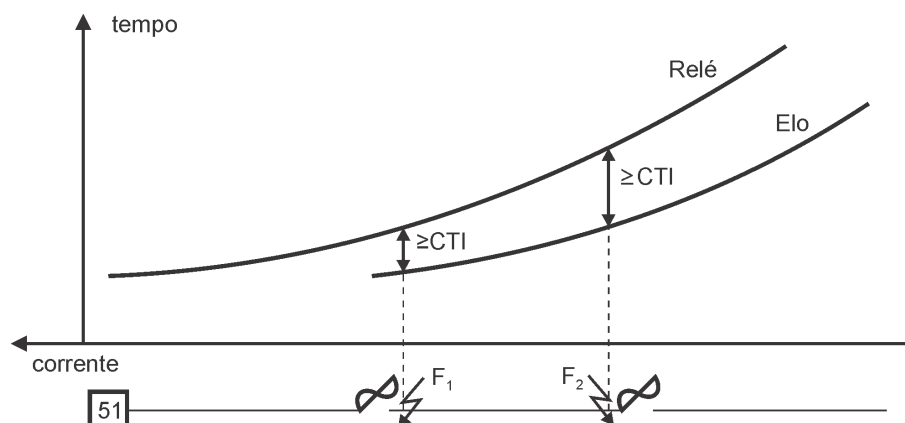
Figura 3.4 - Falta no final da linha adjacente à unidade 67



3.7 COORDENAÇÃO ENTRE UNIDADE 51 E ELO FUSÍVEL

A Figura 3.5 ilustra a situação em que uma unidade 51 está localizada a montante de um elo fusível, bem como as curvas de cada proteção e os pontos onde a coordenação deve ser verificada.

Figura 3.5 - Coordenação entre unidade 51 e elo fusível



O ajuste de tempo da unidade 51 e o elo fusível devem ser tais que a coordenação seja respeitada para as faltas em F_1 e F_2 , conforme (3.19) e (3.20).

$$t_{51}(I_{F1}) - t_{elo}(I_{F1}) \geq CTI \quad (3.19)$$

$$t_{51}(I_{F2}) - t_{elo}(I_{F2}) \geq CTI \quad (3.20)$$

Onde:

I_{F1} é a máxima corrente de falta entre fases no trecho onde o relé é retaguarda do elo [A];

I_{F2} é a mínima corrente de falta entre fases no trecho onde o relé é retaguarda do elo [A];

$t_{51}(I)$ é o tempo de operação do relé para uma corrente I [s];

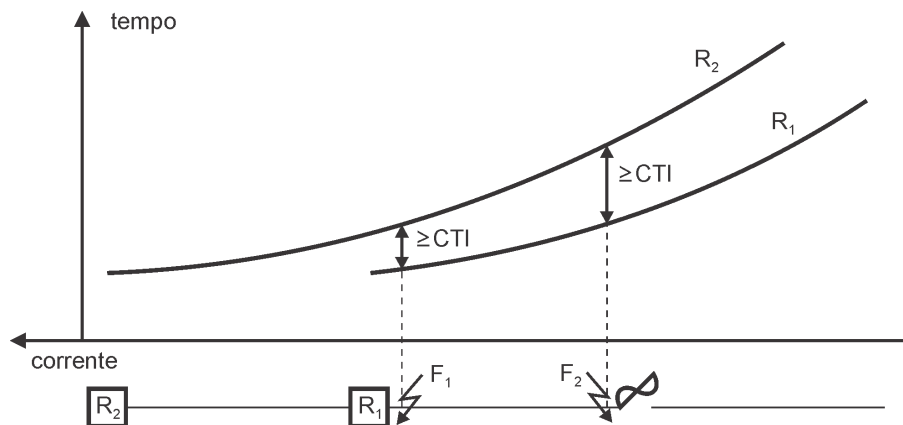
$t_{elo}(I)$ é o tempo de operação da curva de máxima interrupção do elo para uma corrente I [s];

CTI é o tempo mínimo de coordenação [s].

3.8 COORDENAÇÃO ENTRE UNIDADES 51

A Figura 3.6 ilustra a coordenação entre duas unidades 51. O ajuste de tempo das unidades 51 a montante e a jusante devem ser tais que a coordenação seja respeitada para as faltas em F_1 e F_2 , conforme (3.21) e (3.22).

Figura 3.6 - Coordenação entre unidades 51



$$t_{51,R}(I_{F1}) - t_{51,P}(I_{F1}) \geq CTI \quad (3.21)$$

$$t_{51,R}(I_{F2}) - t_{51,P}(I_{F2}) \geq CTI \quad (3.22)$$

Onde:

I_{F1} é a máxima corrente de falta entre fases no trecho onde R_2 é retaguarda de R_1 [A];

I_{F2} é a mínima corrente de falta entre fases no trecho onde R_2 é retaguarda de R_1 [A];

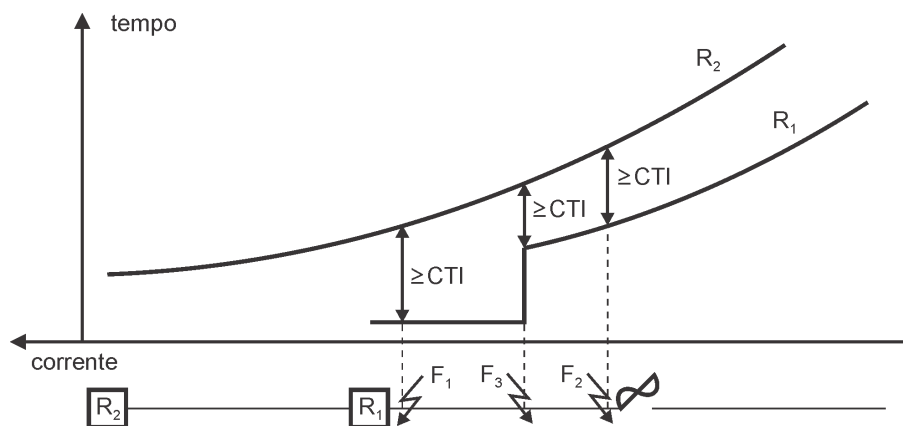
$t_{51,R}(I)$ é o tempo de operação de R_2 para uma corrente I [s];

$t_{51,P}(I)$ é o tempo de operação de R_1 para uma corrente I [s];

CTI é o tempo mínimo de coordenação [s].

Neste trabalho a unidade 50 é ajustada antes do processo de coordenação das unidades 51, mas não é considerada para o ajuste das unidades 51 durante a etapa de otimização. Uma vez que estas últimas estiverem coordenadas, a função 50 pode ser habilitada sem grande prejuízo na velocidade de atuação da proteção e sem a perda de coordenação. Isso evita que uma terceira equação seja necessária, a qual teria de considerar os tempos de atuação de R_1 e R_2 para uma corrente de falta correspondente à corrente de disparo da função 50 de R_1 . Observe na Figura 3.7 essa situação, onde parte da curva da função 51 à jusante atua instantaneamente (a partir de F_3) e a coordenação ainda assim é assegurada.

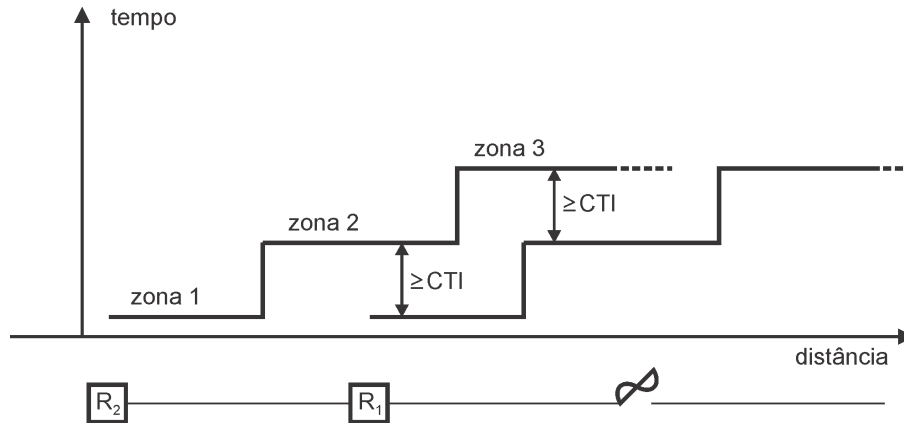
Figura 3.7 - Coordenação entre unidades 51/50



3.9 COORDENAÇÃO ENTRE UNIDADES 21

Na coordenação entre unidades 21, as diferenças de tempo de operação ilustradas na Figura 3.8 devem ser respeitadas, as quais podem ser representadas por (3.23) e (3.24).

Figura 3.8 - Coordenação entre unidades 21



$$t_{Z2,R} - t_{Z1,P} \geq CTI \quad (3.23)$$

$$t_{Z3,R} - t_{Z2,P} \geq CTI \quad (3.24)$$

Onde:

$t_{Z2,R}$ é o tempo de operação da zona 2 de R_2 [s];

$t_{Z1,P}$ é o tempo de operação da zona 1 de R_1 [s];

$t_{Z3,R}$ é o tempo de operação da zona 3 de R_2 [s];

$t_{Z2,P}$ é o tempo de operação da zona 2 de R_1 [s];

CTI é o tempo mínimo de coordenação [s].

3.10 COORDENAÇÃO ENTRE UNIDADES 51 E 21

A coordenação entre unidades 51 e 21 pode ocorrer nas situações descritas abaixo.

- a) Unidade 21 a montante: na Figura 3.9 o relé a jusante não possui unidade 50, enquanto na Figura 3.10 o relé a jusante a possui. Independente da presença ou não da unidade 50, os pontos onde a coordenação deve ser verificada podem ser representados por (3.25) e (3.26). A função 50 é ajustada antes das funções 21 e 51, dispensando a necessidade de testar a coordenação em qualquer outro ponto.

Figura 3.9 - Coordenação entre unidade 51 a jusante e 21 a montante

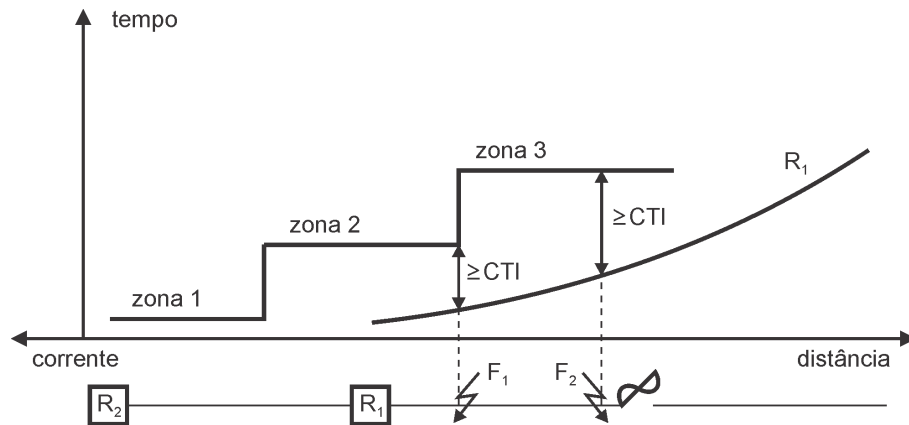
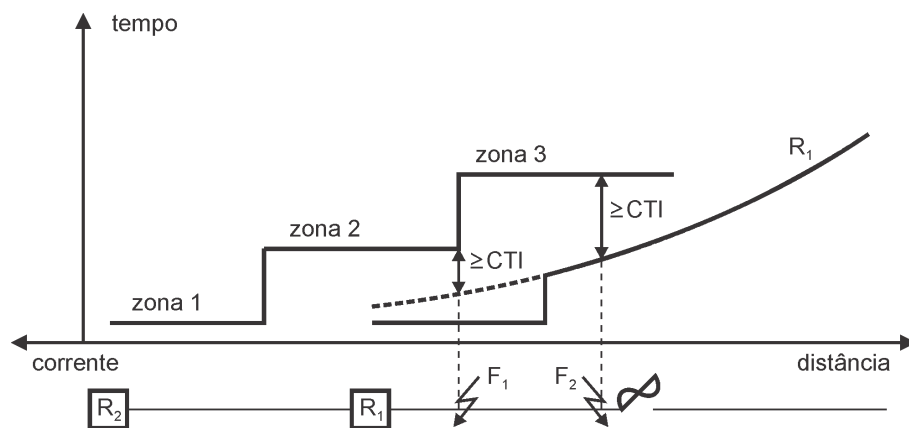


Figura 3.10 - Coordenação entre unidade 21 a montante e 51/50 a jusante



$$t_{Z2} - t_{51}(I_{F1}) \geq CTI \quad (3.25)$$

$$t_{Z3} - t_{51}(I_{F2}) \geq CTI \quad (3.26)$$

Onde:

I_{F1} é a corrente de falta trifásica no fim do alcance da zona 2 de R_2 [A];

I_{F2} é a mínima corrente de falta entre fases no trecho onde R_2 é retaguada de R_1 [A];

t_{Z2} é o tempo de operação da zona 2 de R_2 [s];

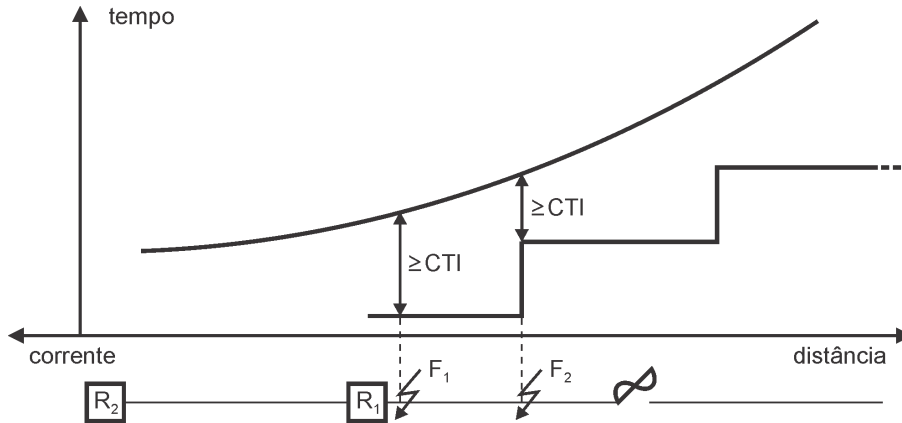
$t_{51}(I)$ é o tempo de operação da unidade 51 de R_1 para uma corrente I [s];

t_{Z3} é o tempo de operação da zona 3 de R_2 [s];

CTI é o tempo mínimo de coordenação [s].

- b) Unidade 21 a jusante: esta situação é ilustrada na Figura 3.11. Os pontos onde a coordenação deve ser verificada podem ser representados por (3.27) e (3.28).

Figura 3.11 - Coordenação entre unidade 51 a montante e 21 a jusante



$$t_{51}(I_{F1}) - t_{z1} \geq CTI \quad (3.27)$$

$$t_{51}(I_{F2}) - t_{z2} \geq CTI \quad (3.28)$$

Onde:

I_{F1} é a máxima corrente de falta entre fases no trecho onde R_2 é retaguarda de R_1 [A];

I_{F2} é a corrente da falta trifásica no fim do alcance da zona 1 de R_1 [A];

$t_{51}(I)$ é o tempo de operação da unidade 51 de R_1 para uma falta I [s];

t_{z1} é o tempo de operação da zona 1 de R_1 [s];

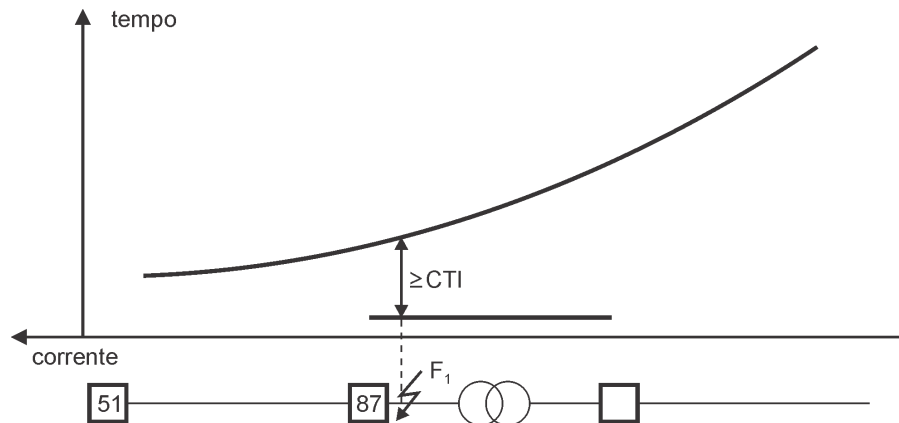
t_{z2} é o tempo de operação da zona 2 de R_1 [s];

CTI é o tempo mínimo de coordenação [s].

3.11 COORDENAÇÃO ENTRE UNIDADES 51 E 87

A unidade 87 opera quase que instantaneamente (esse tempo, na prática, depende da tecnologia do relé empregado) para faltas internas à zona por ela delimitada, portanto, é suficiente verificar a coordenação com a unidade 51 a montante conforme (3.29). Esta situação é ilustrada na Figura 3.12.

Figura 3.12 - Coordenação entre unidades 51 e 87



$$t_{51}(I_{F1}) - t_{87} \geq CTI \quad (3.29)$$

Onde:

I_{F1} é a máxima corrente de falta entre fases na zona protegida pela unidade 87 [A];

$t_{51}(I)$ é o tempo de operação da unidade 51 para uma falta I [s];

t_{87} é o tempo de operação da unidade 87 [s];

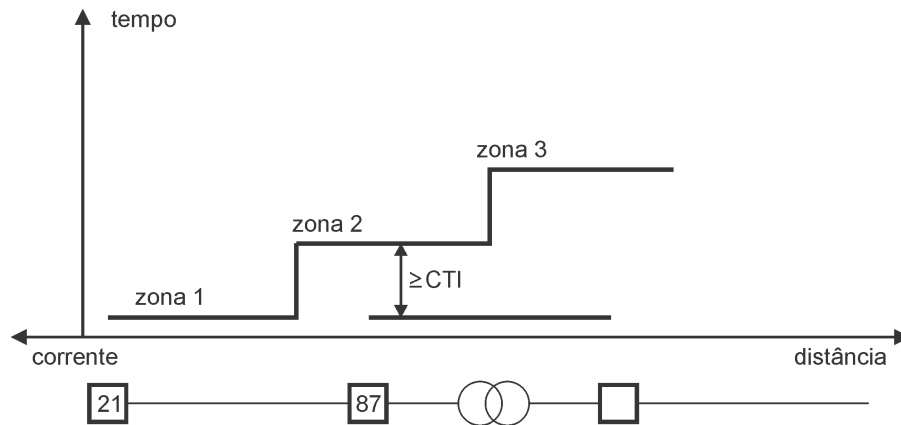
CTI é o tempo mínimo de coordenação [s].

3.12 COORDENAÇÃO ENTRE UNIDADES 21 E 87

A unidade 87 opera quase instantaneamente para faltas internas à zona por ela delimitada, portanto, é suficiente verificar a coordenação com a unidade 21 a montante conforme (3.30). Esta situação é ilustrada na Figura 3.13.

É importante notar que a Figura 3.13 serve apenas como referência para indicar de que modo a coordenação deve ser verificada. Na prática, como a impedância do transformador costuma ser grande em relação à impedância das linhas, é comum a função 21 não ter alcance até o secundário do transformador, mesmo com a zona 3.

Figura 3.13 - Coordenação entre unidades 21 e 87



$$t_{z2} - t_{87} \geq CTI \quad (3.30)$$

Onde:

t_{z2} é o tempo de operação da zona 2 da unidade 21 [s];

t_{87} é o tempo de operação da unidade 87 [s];

CTI é o tempo mínimo de coordenação [s].

4. METODOLOGIA PROPOSTA

Neste capítulo será apresentada a metodologia proposta para realizar a coordenação da proteção de SEPs. Esta consiste na modelagem do problema utilizando a PIB, considerando ajustes discretos para os dispositivos de proteção. O modelo de PIB é, então, solucionado por um *solver* de PLIM.

4.1 PROGRAMAÇÃO INTEIRA BINÁRIA

A PIB é uma particularização da programação linear inteira para o caso em que todas as variáveis são binárias. Sua aplicação se dá em problemas onde as variáveis só fazem sentido se os seus valores forem binários, como em problemas de decisão cuja resposta só pode ser “sim ou não”.

Quando um método de resolução para problemas de PL é aplicado em problemas de PIB, a restrição de domínio binário das variáveis deve ser relaxada e as variáveis passam a ser contínuas dentro do intervalo $[0,1]$. A solução obtida pode ser binária, representando a solução ótima do problema original. No entanto, isso não ocorre na maioria dos casos, e o arredondamento das variáveis contínuas para os valores binários mais próximos pode gerar a infactibilidade da nova solução. Também, esta nova solução pode não ser a ótima do problema binário. Diante destes fatores, faz-se necessária a aplicação de métodos específicos para solucionar esta classe de problemas.

Um problema de PIB multivariável pode ser expresso como segue. A função objetivo é expressa por (4.1), as restrições por (4.2) e o domínio das variáveis por (4.3).

$$\min_{\mathbf{x}} FO = \mathbf{c}^T \mathbf{x} \quad (4.1)$$

$$\mathbf{Ax} \leq \mathbf{b} \quad (4.2)$$

$$\mathbf{x} \in B^n \quad (4.3)$$

Onde:

n é o número de variáveis do problema;

m é o número de restrições do problema;

\mathbf{x} é o vetor com n variáveis binárias;

\mathbf{c}^T é o vetor de custos transposto;

\mathbf{A} é uma matriz de coeficientes com dimensões $m \times n$;

\mathbf{b} é um vetor coluna de coeficientes;

B^n é o espaço dos conjuntos com n componentes binárias.

Qualquer problema de PIB possui um número finito de soluções. Dependendo do tamanho do problema, o tempo que seria necessário à avaliação de todas as possíveis soluções poderia ser excessivamente alto. Logo, é imperativo que qualquer procedimento de enumeração implícita seja inteligentemente estruturado de modo que apenas uma pequena parcela das soluções viáveis realmente seja examinada (HILLIER; LIEBERMAN, 2001).

Algumas das técnicas utilizadas para resolver problemas de PIB são as de ramificação e avaliação progressiva (*branch-and-bound*) e de ramificação e corte (*branch-and-cut*). Hillier e Lieberman (2001) apresentam um algoritmo que combina etapas de pré-processamento automático do problema, geração de planos de corte e técnicas de *branch-and-bound* mais inteligentes. Por exemplo, o *solver* MIPOPT do CPLEX® possui um algoritmo de busca dinâmico que consiste na relaxação do problema e aplicação da PL, *branch-and-cut* e heurísticas (IBM ILOG, 2015).

Hillier e Lieberman (2001) destacam que a técnica *branch-and-cut* consegue resolver classes de problemas com milhares de variáveis e, ocasionalmente, até dezenas ou centenas de milhares de variáveis.

Diante do exposto e dos recursos incorporados aos programas de otimização recentemente, verificou-se, para os testes realizados, que o problema da coordenação da proteção de SEPs com ajustes discretos pode ser resolvido por meio da PIB em tempos computacionais compatíveis com aplicações *online*.

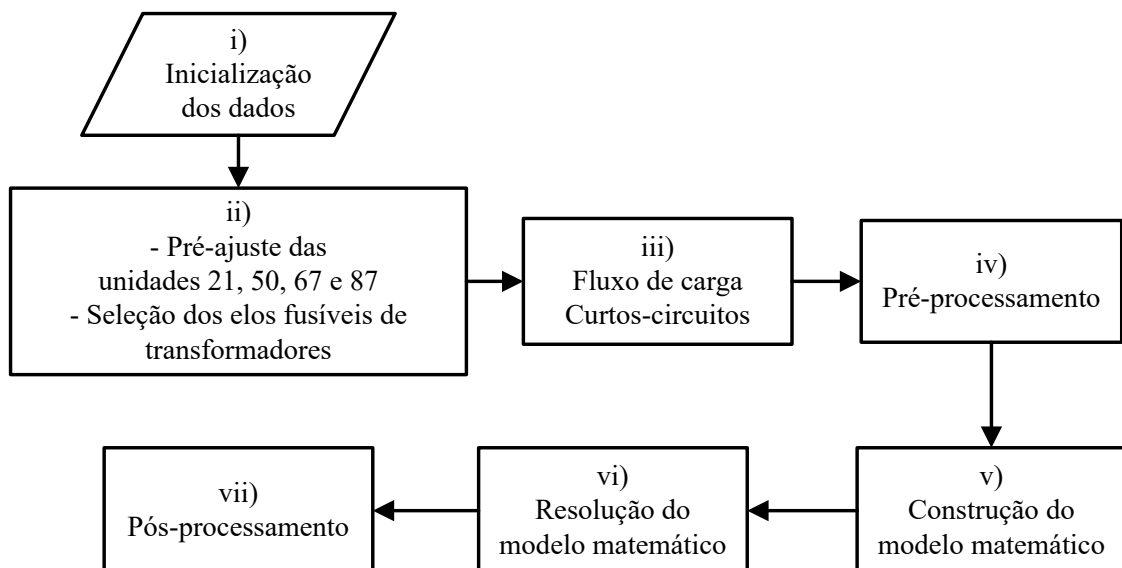
4.2 ETAPAS DO ALGORITMO PROPOSTO

As etapas mostradas na Figura 4.1 são executadas para construir e solucionar o modelo de PIB para o problema da coordenação da proteção. Estas etapas são descritas abaixo.

- i) Inicialização: as impedâncias das linhas, cargas e geradores, as unidades de proteção utilizadas e os tempos mínimos de coordenação são informados.
- ii) Seleção de ajustes das funções de proteção: conforme os critérios descritos no capítulo 3, os seguintes passos são realizados antes da etapa de otimização.
 - Os elos fusíveis dos transformadores de distribuição são selecionados.

- Os ajustes de impedâncias das zonas 1, 2 e 3 das unidades 21 são selecionados.
 - Os ajustes de corrente das unidades 50 são selecionados.
 - Os ajustes de ângulo das unidades 67 são selecionados.
 - Os ajustes de *tap* primário e secundário, de corrente e de declividade das unidades 87 são selecionados.
- iii) Cálculos de fluxo de carga e curto-circuito: esta etapa é necessária para a determinação das correntes de carga máxima e de curto-circuito de interesse para a construção do modelo matemático.
- iv) Pré-processamento: etapa realizada antes da construção do modelo matemático que tem como objetivo a eliminação de variáveis redundantes ou irrelevantes, o que pode levar a uma redução do custo computacional de processamento.
- v) Construção do modelo matemático: o modelo de PIB é construído com base nas variáveis resultantes da etapa de pré-processamento e das informações do SEP, como as correntes de carga máxima e de falta nos pontos de interesse para a coordenação.
- vi) Resolução do modelo matemático: o modelo de PIB é solucionado por meio de um *solver* de PLIM.
- vii) Pós-processamento: a solução obtida para o modelo é convertida nos ajustes de cada dispositivo de proteção.

Figura 4.1 - Fluxograma das etapas da metodologia proposta



4.3 MODELO MATEMÁTICO DE PIB

A seguir é exposto o tratamento dado às variáveis do modelo, bem como sua função objetivo e restrições.

4.3.1 Tratamento das variáveis

Os ajustes das unidades 50, 67 e 87, os ajustes de impedância das unidades 21 e os elos fusíveis de transformadores de distribuição são determinados em etapa anterior à de otimização. Logo, o problema resultante consiste na determinação dos seguintes ajustes:

- Seleção dos elos fusíveis de ramais;
- Característica da curva e ajustes de tempo e de corrente das unidades 51;
- Ajustes de tempo das zonas 2 e 3 das unidades 21.

A seguir será exposto como se dá a modelagem das variáveis do modelo de PIB que tratam do ajuste das funções 51, 21 e dos elos fusíveis.

4.3.1.1 Unidade 51

Utilizando a equação do tempo de operação da unidade 51 (2.1) na modelagem do problema, o modelo resultante será não linear, pois o ajuste de corrente e a característica da curva são variáveis. Os artifícios que seguem foram, então, desenvolvidos para possibilitar:

- A determinação dos ajustes de tempo e de corrente da unidade 51 na faixa discreta;
- A determinação da característica da curva da unidade 51;
- A resolução do modelo por meio um *solver* de PLIM.

Todos os ajustes discretos de corrente e de tempo disponíveis para a função 51 em cada relé i podem ser listados em conjuntos, respectivamente, \mathbf{vPCS}_i e \mathbf{vTDS}_i . Por exemplo, se o relé 1 possuir ajustes de tempo na faixa 0,05-1,00 em degraus de 0,05, e ajustes de corrente de 0,5, 0,6, 0,8, 1,0, 1,5, 2,0 e 2,5, os respectivos conjuntos serão: $\mathbf{vPCS}_1 = \{0,5, 0,6, 0,8, 1,0, 1,5, 2,0, 2,5\}$ e $\mathbf{vTDS}_1 = \{0,05, 0,10, 0,15, 0,20, \dots, 0,95, 1,00\}$.

Utilizando notação semelhante, pode-se listar um conjunto de todas as características da curva disponíveis para a função 51 de cada relé i por meio de \mathbf{vCurva}_i . Por exemplo, se o relé 2 possuir as seis características da curva descritas na Tabela 2.1, o conjunto ficará na forma que segue. Note que cada linha de \mathbf{vCurva}_2 representa uma característica da curva

diferente, e cada coluna representa, nesta seqüência, os valores de A , P e B da respectiva característica da curva.

$$\mathbf{vCurva}_2 = \begin{bmatrix} 0,14 & 0,02 & 0 \\ 13,5 & 1 & 0 \\ 80 & 2 & 1 \\ 0,010 & 0,02 & 0,023 \\ 3,922 & 2 & 0,098 \\ 5,64 & 2 & 0,0243 \end{bmatrix}$$

Considere, agora, um coeficiente c_{irstk} , cujo valor pode ser calculado por (4.4). Este coeficiente representa uma possível combinação, para um relé i e uma falta em k , entre três elementos: um ajuste de tempo, um ajuste de corrente e uma característica da curva. Este ajuste de tempo do relé i (TDS_{ir}) é denotado pelo índice r , que remete à uma posição no conjunto \mathbf{vTDS}_i . O ajuste de corrente do relé i (PCS_{is}) é denotado pelo índice s , que remete a uma posição no conjunto \mathbf{vPCS}_i . Por fim, a característica da curva do relé i é denotada pelo índice t , que remete a uma linha da matriz \mathbf{vCurva}_i .

$$c_{irstk} = TDS_{ir} \times \left[\frac{A_{it}}{\left(\frac{I_{ik}}{PCS_{is}} \right)^{P_{it}} - 1} + B_{it} \right] \quad (4.4)$$

Onde:

c_{irstk} é um coeficiente calculado considerando, para um relé i e uma falta em k , uma combinação de TDS , PCS e característica da curva;

TDS_{ir} é o elemento da posição r do conjunto \mathbf{vTDS}_i ;

PCS_{is} é o elemento da posição s do conjunto \mathbf{vPCS}_i ;

I_{ik} é uma corrente de falta em k vista pelo relé i ;

A_{it} , B_{it} e P_{it} são os coeficientes da característica da curva da linha t do conjunto \mathbf{vCurva}_i .

Utilizando este coeficiente, o tempo de operação de cada unidade 51 pode ser calculado por (4.5), desde que as condições (4.6) e (4.7) sejam respeitadas.

$$t_{5l,ik} = \sum_{r=1}^{|\mathbf{vTDS}_i|} \sum_{s=1}^{|\mathbf{vPCS}_i|} \sum_{t=1}^{|\mathbf{vCurva}_i|} (c_{irstk} \times x_{irst}) \quad (4.5)$$

$$\sum_{r=1}^{|\mathbf{vTDS}_i|} \sum_{s=1}^{|\mathbf{vPCS}_i|} \sum_{t=1}^{|\mathbf{vCurva}_i|} x_{irst} = 1 \quad (4.6)$$

$$x_{irst} \in \{0,1\}, \quad r = 1, \dots, |\mathbf{vTDS}_i|; \quad s = 1, \dots, |\mathbf{vPCS}_i|; \quad t = 1, \dots, |\mathbf{vCurva}_i| \quad (4.7)$$

Onde:

$t_{5l,ik}$ é o tempo de operação do relé i para uma falta em k ;

$|\mathbf{vTDS}_i|$ é o número de elementos do conjunto \mathbf{vTDS}_i ;

$|\mathbf{vPCS}_i|$ é o número de elementos do conjunto \mathbf{vPCS}_i ;

$|\mathbf{vCurva}_i|$ é o número de linhas da matriz \mathbf{vCurva}_i ;

x_{irst} é uma variável binária que possui valor 1 quando, para um relé i , são atribuídos o valor na posição r de \mathbf{vTDS}_i , o valor na posição s de \mathbf{vPCS}_i e a característica da curva da linha t de \mathbf{vCurva}_i ; do contrário, seu valor é 0.

Por meio de (4.5), para uma determinada falta no SEP, o tempo de operação é representado como a soma de todas as possíveis combinações entre as diferentes características da curva e os ajustes de tempo e de corrente, sendo que cada uma destas combinações estará associada a uma variável binária diferente.

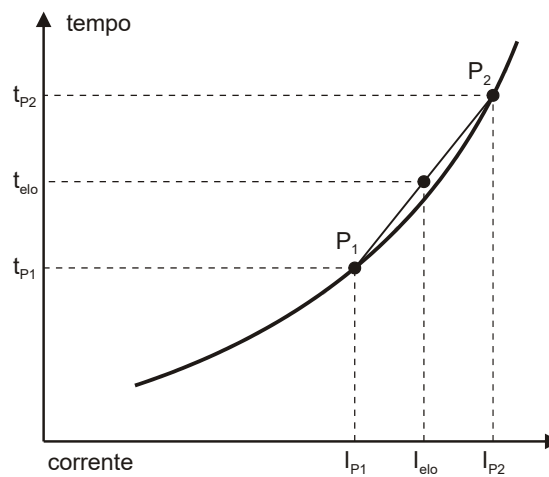
Para garantir que uma única combinação de característica da curva e ajustes de tempo e de corrente seja atribuída a cada relé, as condições (4.6) e (4.7) devem ser respeitadas. Em outras palavras, quando uma característica da curva e um par de ajustes em especial forem a melhor solução para um relé, a respectiva variável recebe valor 1, enquanto as demais variáveis do mesmo relé recebem valor 0.

4.3.1.2 Elos fusíveis

Os elos fusíveis de ramais são selecionados em uma faixa discreta, por exemplo, 10K, 15K, 25K, 40K e 65K. Logo, pode-se listar todas as possibilidades de escolha de elos fusíveis para uma chave fusível i por meio do conjunto \mathbf{vElo}_i . A título de exemplo, considerando os valores descritos neste parágrafo, utiliza-se $\mathbf{vElo}_i = \{10 \ 15 \ 25 \ 40 \ 65\}$.

Para cada elo fusível que compõe $vElo_i$, vinte pontos (tempo *vs.* corrente) das curvas de mínima fusão e de máxima interrupção são tomados, compreendidos entre o início e o final das respectivas curvas. Assim, o tempo de fusão de cada elo (mínima fusão ou máxima interrupção) para uma determinada corrente pode ser estimado utilizando-se a regressão linear por partes, conforme (4.8). Os pontos relacionados nesta equação são ilustrados na Figura 4.2.

Figura 4.2 - Pontos para a determinação do tempo de fusão de um elo fusível



$$t_{elo} = t_{P2} - \frac{(t_{P2} - t_{P1})}{(I_{P2} - I_{P1})} \times (I_{P2} - I_{elo}) \quad (4.8)$$

Onde:

I_{elo} é a corrente eficaz que passa pelo elo fusível;

t_{elo} é o tempo de fusão estimado do elo fusível para a corrente I_{elo} (da curva de mínima fusão ou de máxima interrupção);

I_{P1} é a corrente imediatamente inferior a I_{elo} , dentre os pontos tomados da curva do elo (da curva de mínima fusão ou de máxima interrupção);

I_{P2} é a corrente imediatamente superior a I_{elo} , dentre os pontos tomados da curva do elo (da curva de mínima fusão ou de máxima interrupção);

t_{P1} é o tempo de fusão do elo fusível para a corrente I_{P1} (da curva de mínima fusão ou de máxima interrupção);

t_{P2} é o tempo de fusão do elo fusível para a corrente I_{P2} (da curva de mínima fusão ou de máxima interrupção).

Considere, agora, um coeficiente d_{iuk} calculado tomando como base (4.8), na forma de (4.9). Este coeficiente representa o tempo de fusão (da curva de mínima fusão ou de máxima interrupção) de um elo fusível instalado em uma chave fusível i , para uma falta em k .

$$d_{iuk} = t_{iu,P2} - \frac{(t_{iu,P2} - t_{iu,P1})}{(I_{iu,P2} - I_{iu,P1})} \times (I_{iu,P2} - I_{ik}) \quad (4.9)$$

Onde:

I_{ik} é a corrente que passa pelo elo fusível;

d_{iuk} é o tempo de fusão do elo fusível da posição u de \mathbf{vElo}_i , para a corrente I_{ik} ;

$I_{iu,P1}$ é a corrente imediatamente inferior a I_{ik} , dentre os pontos tomados da curva do elo correspondente à posição u de \mathbf{vElo}_i ;

$I_{iu,P2}$ é a corrente imediatamente superior a I_{ik} , dentre os pontos tomados da curva do elo correspondente à posição u de \mathbf{vElo}_i ;

$t_{iu,P1}$ é o tempo de fusão do elo correspondente à posição u de \mathbf{vElo}_i para a corrente I_{P1} ;

$t_{iu,P2}$ é o tempo de fusão do elo correspondente à posição u de \mathbf{vElo}_i para a corrente I_{P2} .

Utilizando este coeficiente, é possível representar o tempo de fusão de um elo fusível (da curva de mínima fusão ou de máxima interrupção) por meio de (4.10), considerando variáveis binárias y_{iu} , desde que as condições expressas por (4.11) e (4.12) sejam respeitadas.

$$t_{elo,ik} = \sum_{u=1}^{|\mathbf{vElo}_i|} (d_{iuk} \times y_{iu}) \quad (4.10)$$

$$\sum_{u=1}^{|\mathbf{vElo}_i|} y_{iu} = 1 \quad (4.11)$$

$$y_{iu} \in \{0,1\}, \quad u = 1, \dots, |\mathbf{vElo}_i| \quad (4.12)$$

Onde:

$t_{elo,ik}$ é o tempo de operação do elo fusível da chave i para um falta em k ;

$|\mathbf{vElo}_i|$ é o número de elementos contidos no conjunto \mathbf{vElo}_i ;

y_{iu} é uma variável binária que possui valor 1 quando o elo fusível correspondente à posição u de \mathbf{vElo}_i é atribuído à chave i ; do contrário, seu valor é 0.

Observe que para uma determinada chave fusível i , cada variável y_{iu} ($u = 1 \dots |\mathbf{vElo}_i|$) representa um elo fusível que pode ser utilizado nesta chave. Uma vez selecionado um elo fusível, a respectiva variável y_{iu} recebe valor 1 e as demais recebem valor 0.

4.3.1.3 Unidade 21

De forma semelhante à abordagem utilizada para modelar o tempo de operação das unidades 51 utilizando variáveis binárias, o tempo de operação discreto da zona 2 das unidades 21 pode ser representado com o uso de variáveis binárias na forma de (4.13). Para garantir que um único ajuste de tempo da zona 2 seja atribuído para cada relé i , (4.14) e (4.15) devem ser respeitados.

$$t_{z2,i} = \sum_{v=1}^{|\mathbf{vZ2}_i|} (e_{iv} \times z2_{iv}) \quad (4.13)$$

$$\sum_{v=1}^{|\mathbf{vZ2}_i|} z2_{iv} = 1 \quad (4.14)$$

$$z2_{iv} \in \{0,1\}, \quad v = 1, \dots, |\mathbf{vZ2}_i| \quad (4.15)$$

Onde:

$t_{z2,i}$ é o tempo de operação da zona 2 do relé i ;

$|\mathbf{vZ2}_i|$ é o número de elementos contidos no conjunto $\mathbf{vZ2}_i$;

e_{iv} é o ajuste de tempo da zona 2 contido na posição v de $\mathbf{vZ2}_i$;

$z2_{iv}$ é uma variável binária que possui valor 1 quando o ajuste de tempo da zona 2 na posição v de $\mathbf{vZ2}_i$ é atribuído ao relé i ; do contrário, seu valor é 0.

Note que e_{iv} é um valor na posição v do conjunto $\mathbf{vZ2}_i$, que contém todos os valores discretos de ajuste de tempo da zona 2 disponíveis no relé i . Se o relé 1 disponibilizar ajustes de tempo da zona 2 na faixa 0,01-0,03 em degraus de 0,01, o conjunto fica $\mathbf{vZ2}_1 = \{0,01 \ 0,02 \ 0,03\}$. Logo, $e_{1,1} = 0,01$; $e_{1,2} = 0,02$; e $e_{1,3} = 0,03$; por exemplo.

Já o tempo de operação da zona 3 de cada unidade foi modelado utilizando (4.16). Para garantir que um único ajuste de tempo da zona 3 seja atribuído para cada relé i , (4.17) e (4.18) devem ser respeitados.

$$t_{Z3,i} = \sum_{v=1}^{|\mathbf{vZ3}_i|} (f_{iv} \times z3_{iv}) \quad (4.16)$$

$$\sum_{v=1}^{|\mathbf{vZ3}_i|} z3_{iv} = 1 \quad (4.17)$$

$$z3_{iv} \in \{0,1\}, \quad v = 1, \dots, |\mathbf{vZ3}_i| \quad (4.18)$$

Onde:

$t_{Z3,i}$ é o tempo de operação da zona 3 do relé i ;

$|\mathbf{vZ3}_i|$ é o número de elementos contidos no conjunto $\mathbf{vZ3}_i$;

f_{iv} é o ajuste de tempo da zona 3 contido na posição v de $\mathbf{vZ3}_i$;

$z3_{iv}$ é uma variável binária que possui valor 1 quando o ajuste de tempo da zona 3 na posição v de $\mathbf{vZ3}_i$ é atribuído ao relé i ; do contrário, seu valor é 0.

Note que f_{iv} é um valor na posição v do conjunto $\mathbf{vZ3}_i$, que contém todos os valores discretos de ajuste de tempo da zona 3 disponíveis no relé i . Se o relé 2 disponibilizar ajustes de tempo da zona 3 na faixa 0,01-0,03 em degraus de 0,01, o conjunto fica $\mathbf{vZ3}_2 = \{0,01, 0,02, 0,03\}$. Logo, $f_{2,1} = 0,01$; $f_{2,2} = 0,02$; e $f_{2,3} = 0,03$; por exemplo.

4.3.2 Função objetivo

O objetivo do problema é reduzir o tempo de operação de elos fusíveis e unidades 21 e 51, garantindo uma atuação veloz como proteção primária e retaguarda. Este requisito pode ser obtido por meio de (4.19).

$$\min FO = FO_{elo} + FO_{51} + FO_{Z2} + FO_{Z3} \quad (4.19)$$

Onde:

$$FO_{elo} = \sum_{i=1}^{nCh} \sum_k t_{elo,ik} \quad \forall k \quad (4.20)$$

$$FO_{51} = \sum_{i=1}^{n51} \sum_k t_{51,ik} \quad \forall k \quad (4.21)$$

$$FO_{Z2} = \sum_{i=1}^{nZ2} t_{Z2,i} \quad (4.22)$$

$$FO_{Z3} = \sum_{i=1}^{nZ3} t_{Z3,i} \quad (4.23)$$

Onde:

FO é o valor da função objetivo;

nCh é o número de chaves com elos fusíveis a coordenar;

$n51$ é o número relés com unidades 51 a coordenar;

$nZ2$ é o número de relés com a zona 2 da unidade 21 a coordenar;

$nZ3$ é o número de relés com a zona 3 da unidade 21 a coordenar;

$t_{elo,ik}$ é o tempo de operação da chave fusível i para uma falta em k , calculado por (4.10);

$t_{Z2,i}$ é o tempo de operação da zona 2 da unidade 21 do relé i , calculado por (4.13);

$t_{Z3,i}$ é o tempo de operação da zona 3 da unidade 21 do relé i , calculado por (4.16).

Note que a FO tem como finalidade minimizar o tempo de atuação das proteções para cada falta em k . Em sistemas de distribuição radiais, onde há apenas as funções 51/50, as parcelas (4.22) e (4.23) não são utilizadas e é usual verificar a coordenação apenas para a máxima corrente de falta simétrica. Já em sistemas de transmissão interconectados, com a presença das unidades 21, as parcelas de (4.19) relativas à função 21 são utilizadas e a coordenação deve ser verificada também para as faltas na barra remota.

4.3.3 Restrições

As restrições do problema são relacionadas:

- i) Ao tempo de operação das unidades 51, na forma de (4.5);
- ii) Ao tempo de operação da zona 2 das unidades 21, na forma de (4.13);
- iii) Ao tempo de operação da zona 3 das unidades 21, na forma de (4.16);
- iv) Ao tempo de operação das chaves fusíveis, na forma de (4.10);
- v) À unicidade da solução para cada função de proteção, na forma de (4.6), (4.11), (4.14) e (4.17);
- vi) Às variáveis binárias, na forma de (4.7), (4.12), (4.15) e (4.18);
- vii) Ao tempo mínimo de coordenação (CTI) entre os dispositivos de proteção à montante e à jusante, conforme critérios de coordenação expostos no Capítulo 3.

As seis primeiras restrições já foram expostas no presente capítulo. Na sequência, a última será abordada.

Conforme exposto no Capítulo 3, um tempo mínimo de coordenação (CTI) deve ser respeitado entre o tempo de atuação da proteção primária e suas respectivas retaguardas. Logo, para todos os pares de dispositivos de proteção em processo de coordenação, restrições na forma genérica de (4.24) são incluídas no modelo. As correntes utilizadas para a composição dessas restrições devem estar em conformidade com os critérios de coordenação expostos no Capítulo 3 próprios de cada par de dispositivo de proteção (51-51, 21-51 etc.).

$$t_{jk} - t_{ik} \geq CTI \quad (4.24)$$

Onde:

t_{ik} é o tempo de operação da proteção primária i para uma falta em k ;

t_{jk} é o tempo de operação da proteção de retaguarda remota j para uma falta em k ;

CTI é o tempo mínimo de coordenação entre as proteções primária e de retaguarda.

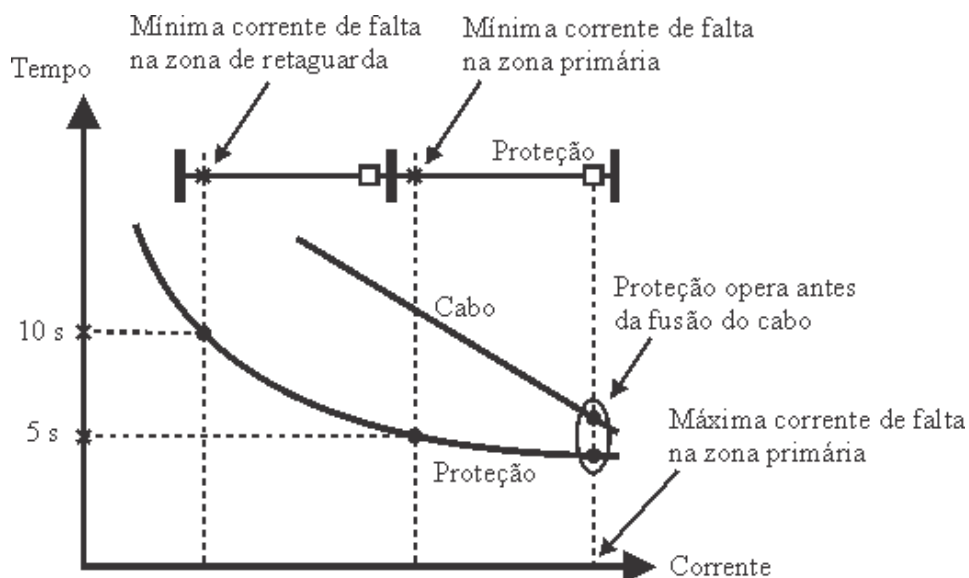
4.4 PRÉ-PROCESSAMENTO

De acordo com o modelo matemático proposto neste trabalho, quanto maior o número de dispositivos de proteção e seus respectivos ajustes possíveis, maior será a quantidade de variáveis. Por exemplo, se uma unidade 51 possuir 100 ajustes de tempo, 100 ajustes de corrente e uma única característica da curva disponíveis, esta terá $100 \times 100 \times 1 = 10.000$ variáveis, e não somente três variáveis (TDS, PCS e característica da curva). Para a mesma quantidade de ajustes de tempo e de corrente, se o mesmo relé tiver duas características da curva disponíveis, o número de variáveis salta para 20.000. Estendendo esse exemplo para SEPs reais, onde há um grande número de funções de proteção em uso, o modelo matemático poderá ter um elevado tempo computacional para ser resolvido em função do grande número de variáveis existentes.

Assim, para reduzir o número de variáveis de cada dispositivo de proteção que são efetivamente incluídas no modelo, uma etapa de pré-processamento é realizada antes da construção do modelo. Esta etapa consiste na verificação das cinco restrições técnicas listadas abaixo, identificadas na Figura 4.3.

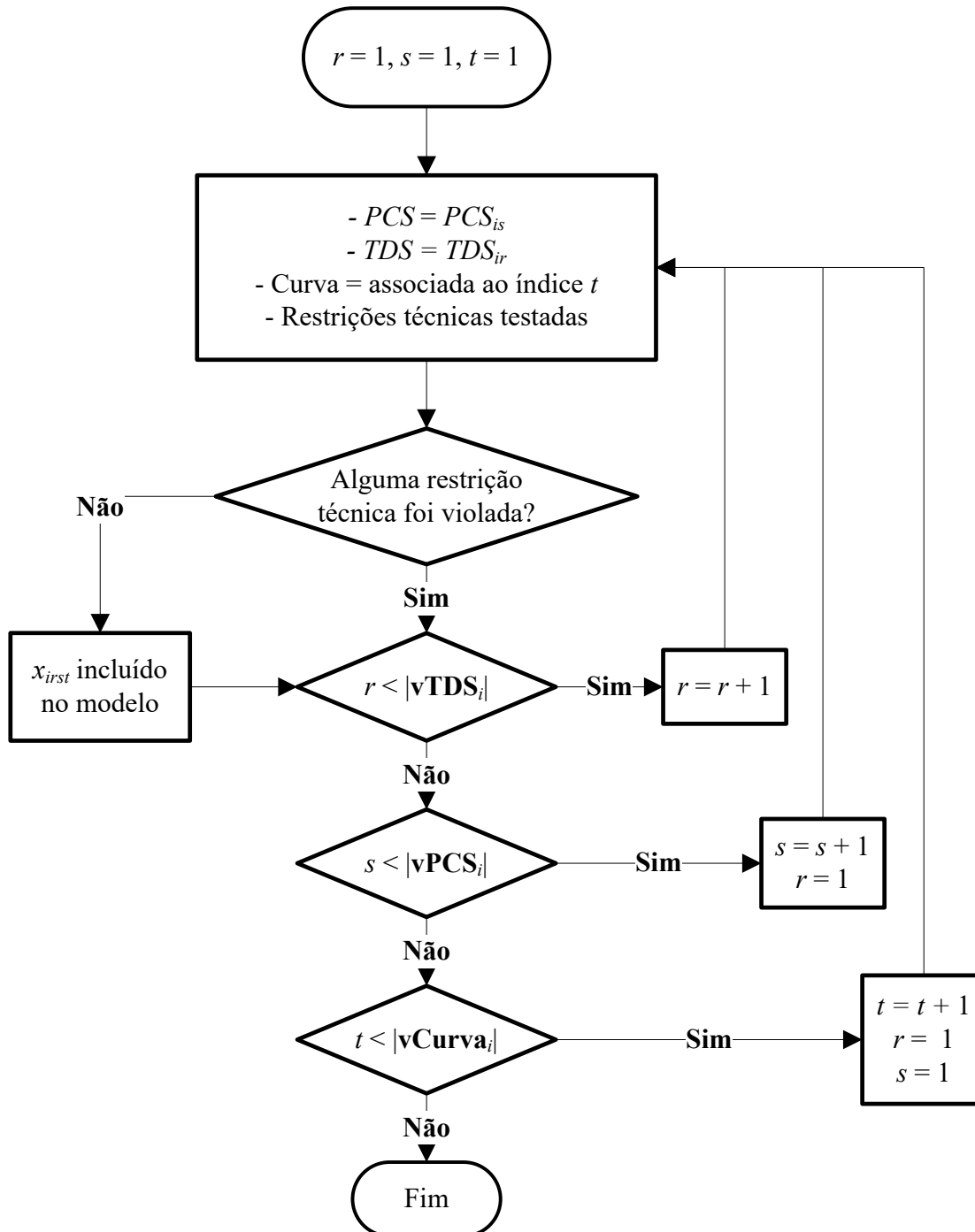
- i) O ajuste de corrente das unidades 51 deve estar na faixa definida na Seção 3.3. Dessa forma, o relé não atuará para situações normais de operação e terá sensibilidade para faltas no final da zona onde atua como retaguarda.
- ii) A corrente nominal dos elos fusíveis de ramais deve ser tal que (3.1), (3.2) e (3.3) sejam respeitadas. Dessa forma, o elo fusível não fundirá para situações normais de operação e durante a energização dos transformadores, tendo sensibilidade para faltas no final da zona onde atua como retaguarda;
- iii) As unidades 51 e elos fusíveis devem ser mais rápidos do que a curva de limite térmico dos cabos protegidos. Para isto, compara-se o tempo de operação da proteção com o tempo de fusão do cabo (da curva de mínima fusão) para a máxima corrente de falta do trecho protegido, onde as curvas da proteção e do cabo estão mais próximas;
- iv) O tempo de operação das unidades 51 e elos fusíveis deve ser inferior a 5 s para faltas ocorridas nos trechos onde os dispositivos atuam como proteção primária. Neste caso, utiliza-se a mínima corrente de falta na zona onde estes atuam como proteção primária.
- v) O tempo de operação das unidades 51 e elos fusíveis deve ser inferior a 10 s para faltas ocorridas nos trechos onde os dispositivos atuam como proteção de retaguarda. Neste caso, utiliza-se a mínima corrente de falta no trecho onde estes atuam como proteção de retaguarda.

Figura 4.3 - Restrições técnicas da etapa de pré-processamento



O fluxograma da Figura 4.4 ilustra os passos da etapa de pré-processamento executados para cada relé que possui a função 51 habilitada, de forma a eliminar as possíveis combinações de característica da curva e ajustes de tempo e de corrente que não atendem as restrições técnicas.

Figura 4.4 - Fluxograma da etapa de pré-processamento



Para cada unidades 21, 51 ou chave fusível, todas as possíveis combinações de ajustes discretos e característica da curva são verificadas para as cinco restrições técnicas. Aqueles ajustes que não atenderem a todas as restrições técnicas simultaneamente não são incluídos no modelo matemático. Dessa forma, além de garantir que a proteção atuará abaixo dos limites de tempo exigidos pela concessionária, é possível reduzir o número de variáveis do modelo e o custo computacional requerido para resolvê-lo.

É importante ressaltar que as restrições técnicas desta etapa poderiam ser restrições no modelo de PIB. Nesta situação, as variáveis que seriam eliminadas na etapa de pré-processamento passariam a compor o modelo, logo, o número de variáveis do modelo seria maior. Este aumento no número de variáveis poderia, por sua vez, aumentar o custo computacional para obter a solução. Por este motivo e pela baixa carga computacional requerida pela etapa de pré-processamento (nos testes realizados esta não levou mais de 150 ms para ser executada), as restrições técnicas são verificadas em etapa anterior à construção do modelo de PIB.

Outro fator importante a considerar sobre esta etapa diz respeito à escolha dos tempos máximos de operação da proteção primária e de retaguarda. No modelo original não há qualquer restrição associada ao limite de tempo de operação de cada dispositivo de proteção, então, é possível que uma solução do modelo original, resolvido sem a execução da etapa de pré-processamento, incorra em tempos de operação superiores aos limitantes estabelecidos na referida etapa. Em outras palavras, uma boa solução obtida sem a etapa de pré-processamento poderia ser ineficaz para o modelo construído com a referida etapa, logo, uma solução deste último modelo teria valor da função objetivo maior do que o do primeiro.

Cabe salientar que a perda em termos do valor da função objetivo referida no parágrafo anterior não compromete a qualidade da solução em termos de rapidez e segurança da proteção: em detrimento de um aumento dos tempos de operação das proteções, haverá a garantia de que todas estas operarão dentro dos tempos considerados seguros pelo usuário. Assim, cabe ao usuário selecionar os tempos limitantes com parcimônia, evitando ser restritivo em demasia, o que poderia até mesmo tornar o modelo ineficaz.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos pela aplicação da metodologia proposta neste trabalho. Três SEPs foram utilizados nos testes, os quais serão apresentados na seção que segue. Em seguida, serão apresentadas as simulações realizadas e os resultados obtidos, incluindo uma discussão acerca destes.

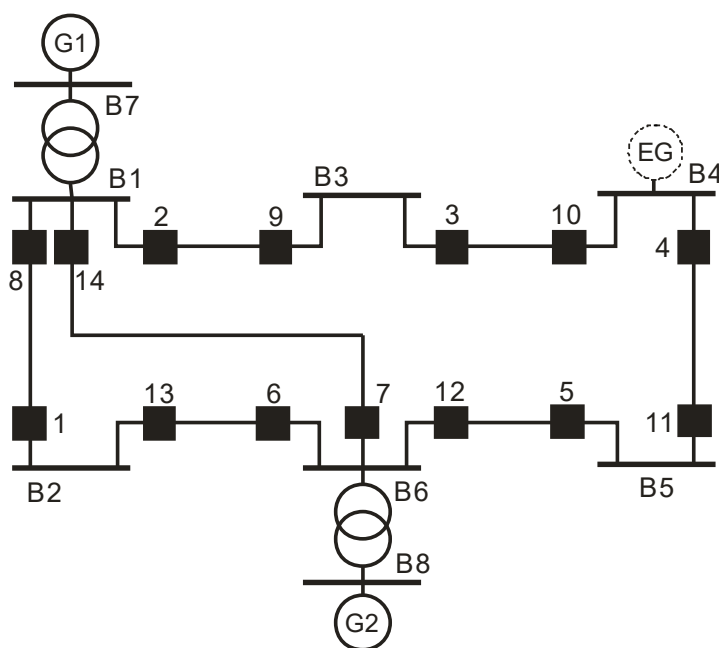
Todas as simulações foram realizadas por meio de algoritmos implementados na linguagem C++ utilizando o *solver* de PLIM do CPLEX® 12.4. A máquina utilizada tem processador Core i3, 2,13 GHz e 4 GB de RAM.

5.1 SISTEMAS TESTE UTILIZADOS

5.1.1 Sistema teste de 8 barras

O primeiro SEP considerado neste trabalho é ilustrado na Figura 5.1. Este possui 8 barras, 2 geradores, 2 transformadores e 7 linhas. Os geradores e linhas operam em 10 kV e 150 kV, respectivamente. Além disso, um sistema equivalente com potência de curto-circuito de 400 MVA é conectado à barra 4 (ZEINELDIN *et al.*, 2006).

Figura 5.1 - Sistema teste de 8 barras



Considerou-se somente a proteção das linhas, portanto cada linha é protegida por dois relés, um em cada extremidade, totalizando 14 relés.

As impedâncias deste sistema são apresentadas na Tabela 5.1. Na Tabela 5.2 é identificada a relação de transformação dos TCs associados a cada relé. A relação de transformação dos TPs é de 1.500.

Tabela 5.1 - Impedâncias do sistema de 8 barras

Linhas	R (Ω)	X (Ω)	V (kV)
1-2	0,400	5,000	150
1-3	0,399	4,998	150
3-4	0,400	4,504	150
4-5	0,500	4,500	150
5-6	0,495	4,499	150
2-6	0,396	4,500	150
1-6	0,500	5,000	150
1-7	0,000	6,000	150
6-8	0,000	6,000	150
7	0,000	0,100	10
8	0,000	0,100	10

Tabela 5.2 - TCs do sistema de 8 barras

RTC	Relés
160	3, 7, 9, 14
240	1, 2, 4, 5, 6, 8, 10, 11, 12, 13

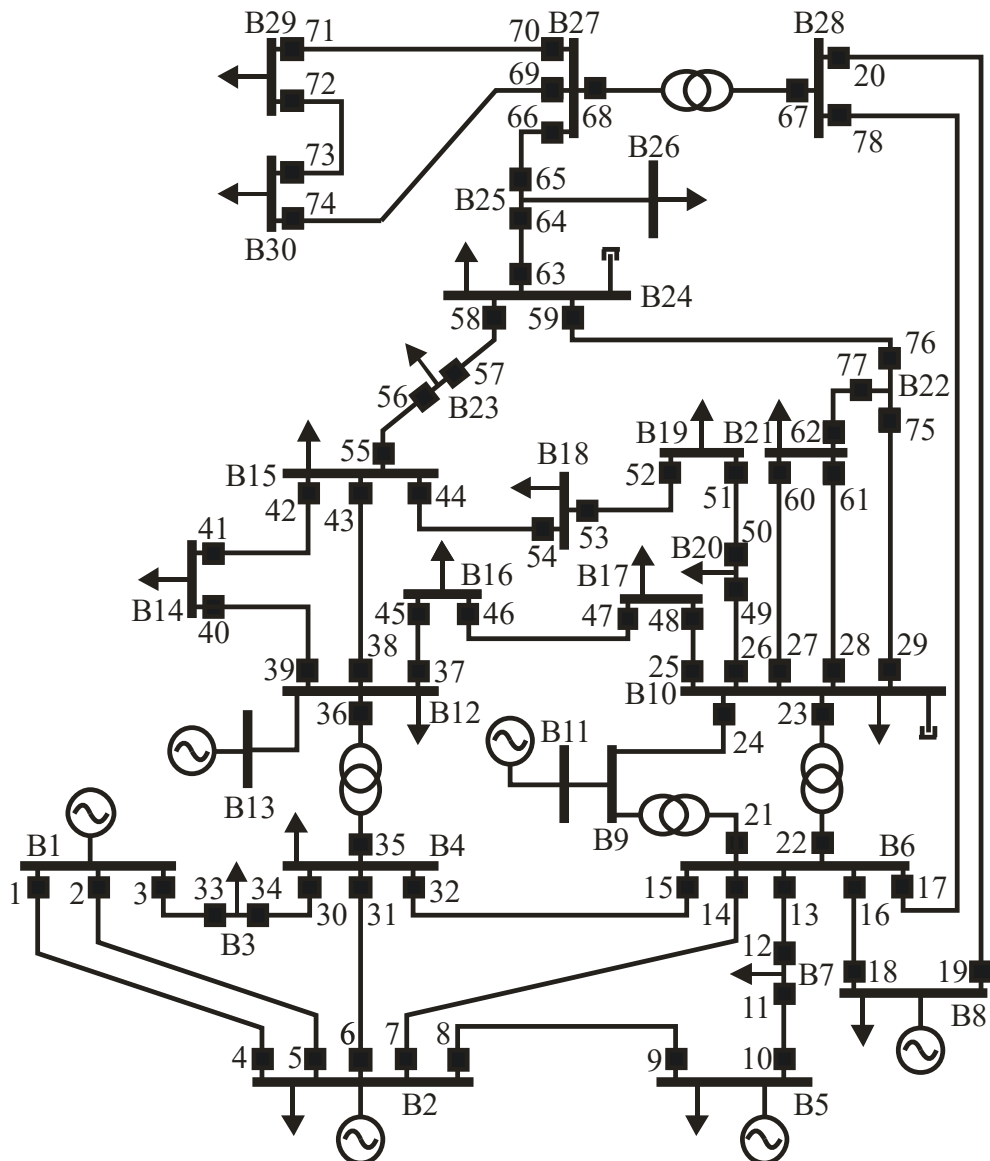
5.1.2 Sistema teste de 30 barras

O segundo SEP considerado neste trabalho é o IEEE 30 barras modificado (o transformador de três enrolamentos foi substituído), ilustrado na Figura 5.2. Este sistema possui 78 relés protegendo as linhas de transmissão e distribuição de 132 kV e 33 kV, respectivamente, e os transformadores de força. Os dados desse sistema são mostrados no Apêndice A. A relação de transformação dos TPs no lado de 132 kV é de 1.320 e no lado de 33 kV é de 330.

Considerou-se que todos os relés possuem a função 51 habilitadas, enquanto a função 21 é utilizada apenas na proteção das linhas de 132 kV. Dessa forma, aproxima-se o esquema

de proteção proposto com aquele utilizado pelas empresas concessionárias, onde a função 21 não é utilizada em nível de distribuição.

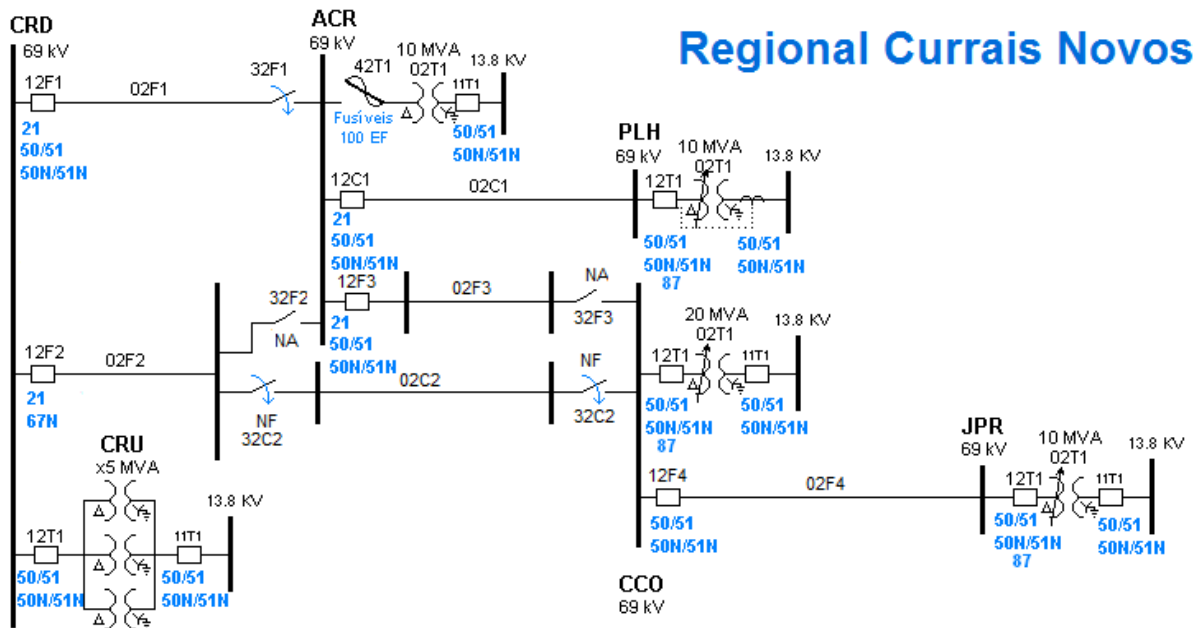
Figura 5.2 - Sistema teste de 30 barras modificado



5.1.3 Sistema teste de 15 barras

O terceiro SEP considerado neste trabalho é parte do sistema de subtransmissão da Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN), ilustrado na Figura 5.3. A tensão primária dos transformadores de força é 69 kV e a tensão secundária é 13,8 kV. Os dados desse sistema são mostrados no Apêndice B.

Figura 5.3 - Sistema teste de 15 barras



5.2 RESULTADOS PARA O SISTEMA DE 8 BARRAS

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos na aplicação da metodologia proposta em diferentes cenários do sistema de 8 barras.

Consideraram-se apenas as faltas trifásicas na coordenação das funções de proteção 50/51 e 21 para faltas entre fases. Dessa forma, foi possível comparar os resultados obtidos com os apresentados em outros trabalhos. Também, considerou-se que todas as linhas possuem cabos 1/0 CAA.

Quatro estudos de caso foram considerados, descritos abaixo:

- Caso 1: todos os relés possuem apenas a função 51 habilitada; característica da curva IEC Inversa para a função 51; topologia principal da rede;
- Caso 2: todos os relés possuem apenas a função 51 habilitada; característica da curva IEC Inversa para a função 51; retirada de operação de uma linha;
- Caso 3: todos os relés possuem apenas a função 51 habilitada; seis opções de característica da curva para a função 51; topologia principal da rede;
- Caso 4: todos os relés possuem as funções 21 e 51 habilitadas; seis opções de característica da curva para a função 51; topologia principal da rede.

5.2.1 Caso 1

Este caso envolve a operação do sistema de 8 barras operando em sua topologia principal, com todos os disjuntores fechados. Considerou-se que somente a função 51 está habilitada em cada relé com a característica da curva IEC Inversa.

A coordenação da função 51 para faltas entre fases de cada relé foi realizada considerando as faltas trifásicas máximas, somente, com a finalidade de comparar os resultados da PIB com os trabalhos de Noghabi *et al.* (2009) e Amraee (2012), que consideraram o ajuste de tempo na forma contínua. Esses trabalhos utilizaram, respectivamente, as técnicas GA-LP e SOA. As configurações utilizadas neste estudo de caso são mostradas na Tabela 5.3. As correntes de falta desta topologia são dadas na Tabela 5.4.

Tabela 5.3 - Configurações das simulações do Caso 1

Característica	Valor
Função 51: característica da curva	IEC Inversa ($A = 0,14, B = 0, P = 0,02$)
Função 51: ajustes de tempo	0,10 – 1,10, passo 0,01 (s)
Função 51: ajustes de corrente secundária	0,5 – 0,6 – 0,8 – 1,0 – 1,5 – 2,0 – 2,5 (A)
Função 50: ajustes de corrente secundária	0,1 – 20, passo 0,01 (A)
Tempo máximo de operação da proteção primária	5 (s)
Tempo máximo de operação da proteção de retaguarda	10 (s)
CTI	0,3 (s)

O tempo de obtenção da solução utilizando a metodologia proposta é de 34 s. Sem a etapa de pré-processamento, este tempo é de 55 s.

Os ajustes das funções 51 obtidos por meio da técnica proposta no Caso 1 são detalhados na coluna PIB da Tabela 5.5, enquanto na Tabela 5.6 são mostrados os tempos de operação das funções 51 para as correntes de falta da Tabela 5.4, respectivamente. Como todos os valores da última coluna da Tabela 5.6 são positivos ($\Delta t = t_R - t_P - CTI$), não ocorreu nenhuma falha na coordenação, ou seja, a solução encontrada é factível.

Tabela 5.4 - Correntes de falta trifásica máxima do Caso 1

Relé primário	Relé de retaguarda	Corrente vista pelo relé primário (A)	Corrente vista pelo relé de retaguarda (A)
1	6	3233	3233
2	1	5924	996
2	7	5924	1889
3	2	3556	3556
4	3	3782	2243
5	4	2401	2401
6	14	6109	1873
6	5	6109	1198
7	13	5223	987
7	5	5223	1198
8	9	6092	1165
8	7	6092	1889
9	10	2484	2484
10	11	3884	2345
11	12	3708	3708
12	14	5899	1873
12	13	5899	987
13	8	2990	2990
14	1	5199	996
14	9	5199	1165

Tabela 5.5 - Ajustes das funções 51 obtidos no Caso 1

Relé	GA-LP		SOA		PIB	
	<i>TDS</i> (s)	<i>PCS</i> (A)	<i>TDS</i> (s)	<i>PCS</i> (A)	<i>TDS</i> (s)	<i>PCS</i> (A)
1	0,3043	1,0	0,113	2,0	0,10	2,5
2	0,2917	2,5	0,260	2,5	0,28	2,5
3	0,2543	2,5	0,225	2,5	0,24	2,5
4	0,1851	2,5	0,160	2,5	0,19	2,0
5	0,1700	1,5	0,100	2,5	0,10	2,5
6	0,2711	2,5	0,173	2,5	0,18	2,5
7	0,5316	0,5	0,243	2,5	0,26	2,5
8	0,2387	2,5	0,170	2,5	0,17	2,5
9	0,1865	2,0	0,147	2,5	0,15	2,5
10	0,1895	2,5	0,176	2,5	0,18	2,5
11	0,2014	2,5	0,187	2,5	0,19	2,5
12	0,2890	2,5	0,266	2,5	0,27	2,5
13	0,2207	1,5	0,114	2,0	0,10	2,5
14	0,5278	0,5	0,246	2,5	0,25	2,5
FO	10,9499 (s)		8,4270 (s)		8,6944 (s)	

Na Tabela 5.5 é possível notar que o valor da função objetivo da PIB é menor do que o resultado apresentado por Noghabi *et al.* (2009), mesmo com uma resolução inferior para o ajuste de tempo – em Noghabi *et al.* (2009) o ajuste é contínuo. O valor da função objetivo de

Amraee (2012) é menor do que o da PIB, mas os ajustes são contínuos e nem sempre estarão disponíveis nos relés, conforme discutido no Capítulo 4.

Para o ajuste das funções 50 foi considerada a cobertura de 80% de cada linha (tomando a corrente trifásica simétrica). Estes ajustes são mostrados na Tabela 5.7.

Tabela 5.6 - Tempos de operação das funções 51 no Caso 1

Relé primário	Relé de retaguarda	t_P (s)	t_R (s)	Δt (s)
1	6	0,409	0,736	0,027
2	1	0,837	1,374	0,238
2	7	0,837	1,154	0,018
3	2	0,752	1,082	0,030
4	3	0,631	0,958	0,027
5	4	0,498	0,813	0,015
6	14	0,531	1,116	0,286
6	5	0,531	1,005	0,175
7	13	0,690	1,399	0,409
7	5	0,690	1,005	0,015
8	9	0,502	0,972	0,170
8	7	0,502	1,154	0,353
9	10	0,565	0,874	0,010
10	11	0,662	0,963	0,000
11	12	0,717	1,019	0,002
12	14	0,808	1,116	0,008
12	13	0,808	1,399	0,291
13	8	0,429	0,729	0,000
14	1	0,665	1,374	0,409
14	9	0,665	0,972	0,007

Tabela 5.7 - Ajuste de corrente secundária das funções 50 no Caso 1

Relé	PCS_{50} (A)	Relé	PCS_{50} (A)
1	6,07	8	14,46
2	16,31	9	9,01
3	15,50	10	11,37
4	11,02	11	10,78
5	6,04	12	16,86
6	15,34	13	5,84
7	15,49	14	15,39

Para ilustrar a coordenação obtida após ajustadas as funções 50 e 51 de fase, o coordenograma da Figura 5.4 mostra os tempos de operação dos relés 1 e 6 para uma falta trifásica a 0% do relé 1, enquanto o coordenograma da Figura 5.5 mostra os tempos de operação dos relés 1 e 6 para uma falta trifásica a 80% do relé 1.

Figura 5.4 - Caso 1: operação dos relés 1 e 6 para uma falta trifásica a 0% do relé 1

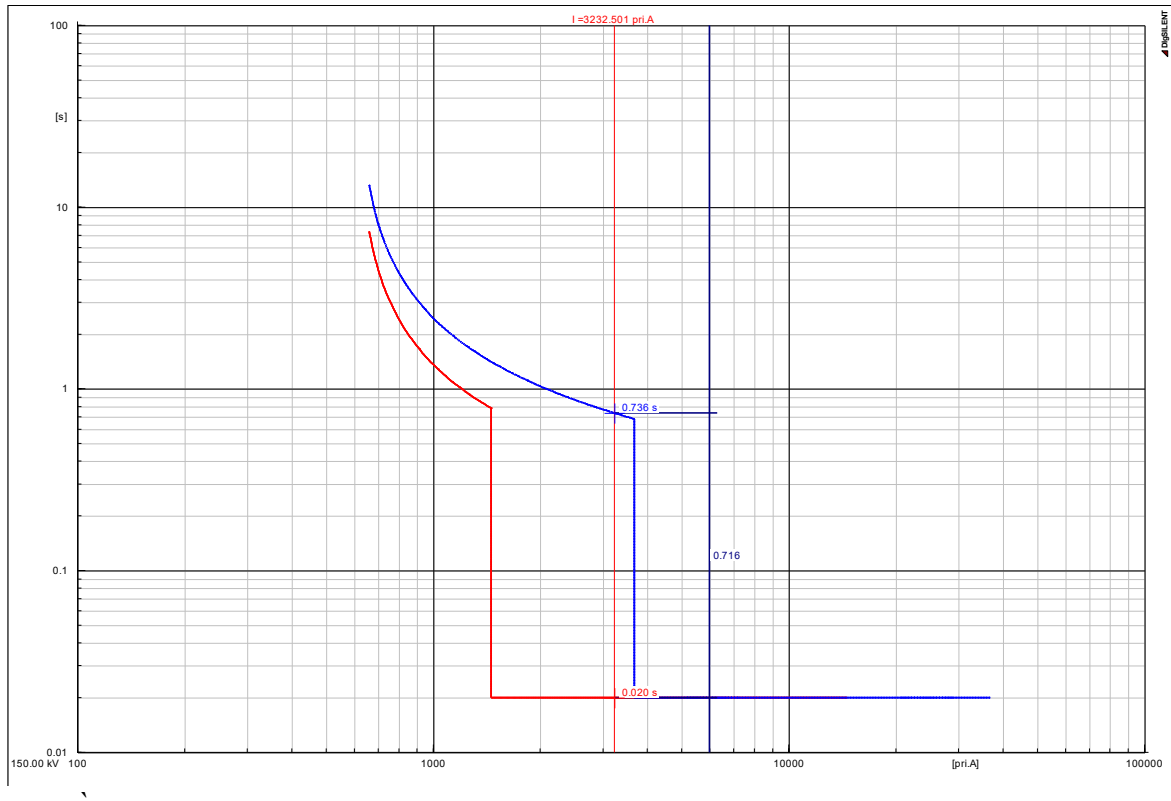
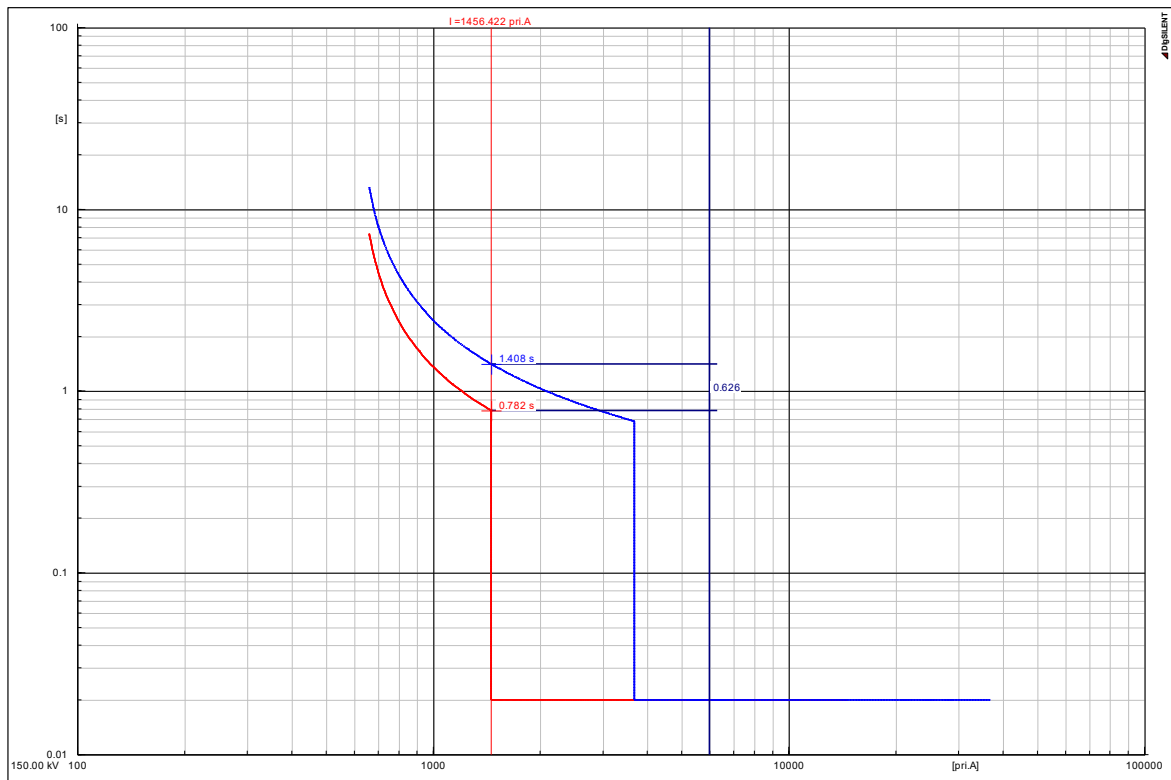


Figura 5.5 - Caso 1: operação dos relés 1 e 6 para uma falta trifásica a 80% do relé 1



5.2.2 Caso 2

Este caso trata da perda da linha de transmissão que conecta as barras 1 e 2 do sistema de 8 barras da Figura 5.1. A coordenação das funções 51 para faltas entre fases foi realizada considerando as faltas trifásicas máximas mostradas na Tabela 5.8. As características das funções 51 utilizadas são as mesmas do Caso 1, mostradas na Tabela 5.3.

Tabela 5.8 - Correntes de falta trifásica máxima do Caso 2

Relé primário	Relé de retaguarda	Corrente vista pelo relé primário (A)	Corrente vista pelo relé de retaguarda (A)
1	6	0	0
2	1	5606	0
2	7	5606	2568
3	2	3464	3464
4	3	3786	2246
5	4	2475	2475
6	14	6951	2547
6	5	6951	1366
7	13	4404	0
7	5	4404	1366
8	9	0	0
8	7	0	0
9	10	2552	2552
10	11	3880	2341
11	12	3604	3604
12	14	5585	2547
12	13	5585	0
13	8	0	0
14	1	4373	0
14	9	4373	1334

Para demonstrar a perda de coordenação que pode ocorrer após uma mudança na topologia da rede se os ajustes dos relés não forem alterados, considerou-se o que segue:

- Mantiveram-se os ajustes das funções 51 determinados pela PIB para a topologia principal da rede (Caso 1);
- Removeu-se a linha que conecta as barras 1 e 2;
- Calcularam-se os tempos de operação das proteções primária e de retaguarda remota após a retirada da linha.

O resultado dessa situação pode ser visualizado na Tabela 5.9, que aponta as falhas de coordenação ($\Delta t = t_R - t_P - CTI$ com sinal negativo), além dos relés que não dispararam devido a corrente de falta não ter superado o ajuste de corrente (indicados com traços).

Tabela 5.9 - Falhas de coordenação após mudança na topologia da rede

Relé primário	Relé de retaguarda	t_P (s)	t_R (s)	Δt (s)
1	6	-	-	-
2	1	0,858	-	-
2	7	0,858	0,961	-0,197
7	13	0,741	-	-
7	5	0,741	0,844	-0,197
8	9	-	-	-
8	7	-	-	-
12	14	0,828	0,928	-0,200
12	13	0,828	-	-
13	8	-	-	-
14	1	0,714	-	-
14	9	0,714	0,861	-0,153

Considerou-se, agora, a aplicação da PIB para determinar os ajustes mais adequados das funções 51 para a situação de contingência. O tempo de obtenção da solução utilizando a abordagem proposta é de 39 s. Os resultados do Caso 2 são mostrados na Tabela 5.10, onde é possível notar que os relés 1, 8 e 13 possuem o maior valor disponível do ajuste de tempo. Como estes relés não operam para qualquer falta nesta topologia, nenhuma restrição foi imposta aos seus ajustes, portanto qualquer valor pode ser atribuído para estas unidades.

Tabela 5.10 - Ajustes das funções 51 obtidos no Caso 2

Relé	TDS (s)	PCS (A)
1	1,10	2,0
2	0,32	2,5
3	0,33	2,0
4	0,23	2,5
5	0,16	2,5
6	0,10	0,5
7	0,35	2,5
8	1,10	2,0
9	0,24	2,5
10	0,25	2,5
11	0,25	2,5
12	0,33	2,5
13	1,10	2,0
14	0,36	2,5
FO	9,0747 (s)	

5.2.3 Caso 3

Este estudo de caso trata da possibilidade de se alterar, além dos ajustes de tempo e de corrente das funções 51, a característica da curva de cada unidade. Dessa forma, cada relé terá disponíveis seis características de curva diferentes para seleção, sendo elas as da Tabela 2.1. A Tabela 5.11 mostra as configurações utilizadas neste estudo de caso.

Tabela 5.11 - Configurações das simulações do Caso 3

Característica	Valor
Função 51: características da curva	IEC – Inversa (1)
	IEC – Muito inversa (2)
	IEC – Extremamente inversa (3)
	IEEE – Moderadamente inversa (4)
	IEEE – Muito inversa (5)
	IEEE – Extremamente inversa (6)
Função 51: ajustes de tempo	0,05 – 0,50, passo 0,05 (s)
Função 51: ajustes de corrente primária	5 – 1000, passo 5 (A)
Tempo máximo de operação da proteção primária	5 (s)
Tempo máximo de operação da proteção de retaguarda	10 (s)
CTI	0,3 (s)

Cabe salientar que neste estudo de caso foram utilizadas, além das correntes de falta máximas (no ponto de instalação do relé – 0%), as correntes de falta mínimas vista por cada relé operando como proteção primária (no outro extremo da linha onde o relé está instalado – 100%), para compor as restrições de coordenação e a função objetivo. Dessa forma, procura-se obter a coordenação para uma maior diversidade de faltas.

O tempo de obtenção da solução utilizando a abordagem proposta é de 115 s. O aumento do tempo de obtenção da solução em relação aos Casos 1 e 2 se deu pela existência de um maior número de variáveis do modelo, o que ocorre em virtude da inclusão da característica da curva da função 51 como variável. No Caso 1, por exemplo, o modelo possuía 9.332 variáveis, enquanto neste caso há 120.688 variáveis.

Os resultados do Caso 3 são mostrados na Tabela 5.12. À exceção dos relés 5, 7, 9 e 14, a característica da curva mais adequada para os demais relés é a IEC Extremamente

Inversa. Comparando o somatório de $t_{0\%}$ (4,159 s) com o mesmo somatório obtido no Caso 1 com a aplicação da PIB (8,694 s, que é o próprio valor da função objetivo), é possível notar que, ao selecionar a característica da curva IEC Extremamente Inversa, reduziu-se o tempo de operação da proteção primária para as faltas trifásicas máximas sem a perda da coordenação.

Tabela 5.12 - Ajustes das funções 51 no Caso 3

Relé	TDS (s)	PCS (A)	Curva	$t_{0\%}$ (s)	$t_{100\%}$ (s)
1	0,20	235	3	0,085	0,943
2	0,10	890	3	0,185	0,535
3	0,05	835	3	0,233	0,644
4	0,10	765	3	0,341	0,904
5	0,25	140	1	0,598	0,798
6	0,10	695	3	0,105	0,388
7	0,35	45	1	0,491	0,631
8	0,35	355	3	0,095	0,400
9	0,30	95	1	0,623	0,817
10	0,10	800	3	0,354	0,926
11	0,05	880	3	0,239	0,656
12	0,15	770	3	0,208	0,541
13	0,20	235	3	0,099	0,962
14	0,35	50	1	0,503	0,652
Σ				4,159 (s)	9,797 (s)
FO			13,956 (s)		

5.2.4 Caso 4

Neste estudo de caso considerou-se a topologia principal do sistema de 8 barras e, além das funções 51, incluiu-se a função 21 em cada relé. Dessa forma, as variáveis do modelo são os ajustes de tempo das zonas 2 e 3 de cada função 21; os ajustes de tempo e de corrente de cada função 51; e a característica da curva de cada função 51. Realizou-se a coordenação da proteção para faltas trifásicas (máximas e mínimas).

A Tabela 5.13 mostra as configurações utilizadas neste estudo de caso. A Tabela 5.14 mostra os ajustes de impedância das zonas 1, 2 e 3 das funções 21, considerando que a zona 1 cobre 80% da linha em que o relé está instalado, a zona 2 cobre 50% da linha adjacente e a zona 3 cobre 20% da linha seguinte à adjacente. Os efeitos de *infeed* e *outfeed* também foram considerados para o ajuste das zonas 2 e 3.

Tabela 5.13 - Configurações das simulações do Caso 4

Característica	Valor
Função 51: características da curva	IEC – Inversa (1) IEC – Muito inversa (2) IEC – Extremamente inversa (3)
Função 51: ajustes de tempo	0,05 – 0,50, passo 0,05 (s)
Função 51: ajustes de corrente primária	5 – 1000, passo 5 (A)
Função 21: característica de operação	Mho
Função 21: ajuste de impedância secundária das zonas 1, 2 e 3	0,05 – 64, passo 0,01 (Ω)
Função 21: ajuste de ângulo da impedância das zonas 1, 2 e 3	0 – 90, passo 0,001 ($^{\circ}$)
Função 21: ajuste de tempo das zonas 2 e 3	0,00 – 3,00, passo 0,05 (s)
Tempo máximo de operação da proteção primária	5 (s)
Tempo máximo de operação da proteção de retaguarda	10 (s)
CTI	0,3 (s)

Tabela 5.14 - Ajuste de impedância secundária das funções 21 do Caso 4

Relé	Impedância da zona 1 (Ω)	Impedância da zona 2 (Ω)	Impedância da zona 3 (Ω)	Ângulo de ajuste ($^{\circ}$)
1	0,65	3,59	10,79	85,426
2	0,65	1,17	1,78	85,435
3	0,39	0,94	2,00	84,924
4	0,58	1,09	2,19	83,659
5	0,58	2,58	5,31	83,721
6	0,58	1,13	2,54	84,970
7	0,43	1,52	4,05	84,289
8	0,65	1,17	2,44	85,426
9	0,43	1,95	3,99	85,435
10	0,58	1,13	2,29	84,924
11	0,58	1,39	2,91	83,659
12	0,58	1,09	1,70	83,721
13	0,58	3,21	9,26	84,970
14	0,43	1,41	3,54	84,289

As correntes de falta utilizadas na composição do modelo são mostradas na Tabela 5.15. Estas correntes podem ser mais bem compreendidas por meio da Figura 5.6, que ilustra os locais das faltas utilizados para a coordenação entre as funções 21 e 51.

Tabela 5.15 - Correntes de falta trifásicas do Caso 4

Relé prim.	Relé de retag.	$I_{F1,P}$ (A)	$I_{F1,R}$ (A)	$I_{F2,P}$ (A)	$I_{F2,R}$ (A)	$I_{F3,P}$ (A)	$I_{F4,R}$ (A)
1	6	3233	3233	996	996	2110	1456
2	1	5924	996	3556	394	4539	493
2	7	5924	1889	3556	747	4539	934
3	2	3556	3556	2243	2243	2854	2480
4	3	3782	2243	2401	1053	3036	1276
5	4	2401	2401	1198	1198	1810	1450
6	14	6109	1873	3233	78	4731	394
6	5	6109	1198	3233	627	4446	716
7	13	5223	987	1889	996	4094	582
7	5	5223	1198	1889	178	3553	371
8	9	6092	1165	2990	554	4285	649
8	7	6092	1889	2990	78	4591	270
9	10	2484	2484	1165	1165	1834	1441
10	11	3884	2345	2484	1143	3123	1366
11	12	3708	3708	2345	2345	2974	2588
12	14	5899	1873	3708	822	4633	996
12	13	5899	987	3708	433	4633	525
13	8	2990	2990	987	987	1995	1404
14	1	5199	996	1873	987	4004	573
14	9	5199	1165	1873	150	3407	343

$I_{F1,P}$: corrente de falta trifásica a 0% do relé primário, vista pelo relé primário

$I_{F1,R}$: corrente de falta trifásica a 0% do relé primário, vista pelo relé de retaguarda

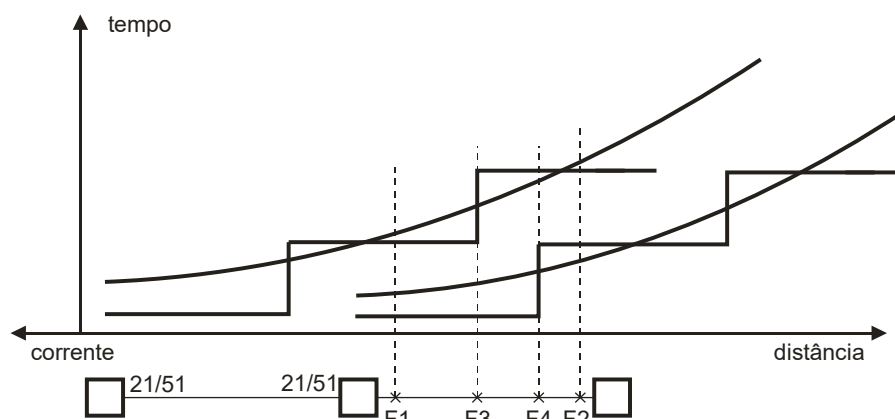
$I_{F2,P}$: corrente de falta trifásica a 100% do relé primário, vista pelo relé primário

$I_{F2,R}$: corrente de falta trifásica a 100% do relé primário, vista pelo relé de retaguarda

$I_{F3,P}$: corrente de falta trifásica a 50% da linha onde o relé primário está instalado, vista pelo relé primário

$I_{F4,R}$: corrente de falta trifásica a 80% da linha onde o relé primário está instalado, vista pelo relé de retaguarda

Figura 5.6 - Localização das faltas para a coordenação das funções 21 e 51



O tempo de obtenção da solução utilizando a PIB é de 133 s, tendo o modelo 65.356 variáveis. Sem a etapa de pré-processamento, este tempo é de 166 s e o modelo possui 83.340 variáveis. Esse resultado evidencia que a etapa de pré-processamento pode reduzir o tempo de obtenção da solução, levando 50 ms para ser executada, tempo este que pode ser considerado desprezível frente ao tempo total de obtenção da solução.

Os resultados do Caso 4 são mostrados na Tabela 5.16. Assim como no Caso 3, nota-se uma predominância da característica da curva IEC Extremamente Inversa.

Tabela 5.16 - Ajustes das funções 51 e 21 no Caso 4

Relé	Função 51			Função 21	
	PCS (A)	TDS (s)	Curva	t_{z2} (s)	t_{z3} (s)
1	175	0,30	3	0,70	0,80
2	730	0,10	3	0,45	0,75
3	485	0,10	3	0,55	0,85
4	810	0,05	3	0,65	0,90
5	105	0,50	2	0,70	0,75
6	815	0,05	3	0,40	1,00
7	45	0,30	1	0,45	0,65
8	765	0,05	3	0,40	1,00
9	85	0,25	1	0,70	0,80
10	960	0,05	3	0,80	0,90
11	755	0,05	3	0,65	1,00
12	805	0,10	3	0,50	0,85
13	210	0,20	3	0,65	0,75
14	55	0,30	1	0,45	0,70
FO	30,070 (s)				

Na Tabela 5.17 são mostrados os tempos de operação das funções 21 e 51 utilizadas na função objetivo. É possível notar que a soma das quatro colunas da última linha é igual ao valor da função objetivo, uma vez que esta é composta pelos tempos de operação das zonas 2 e 3 das funções 21 e pelos tempos de operação das funções 51 para as faltas trifásicas máximas e mínimas.

Tabela 5.17 - Tempos de operação das funções 51 e 21 no Caso 4

Relé	Função 51		Função 21	
	$t_{51}(I_{F1})$ (s)	$t_{51}(I_{F2})$ (s)	t_{z2} (s)	t_{z3} (s)
1	0,071	0,765	0,70	0,80
2	0,123	0,352	0,45	0,75
3	0,152	0,392	0,55	0,85

Tabela 5.18 - Tempos de operação das funções 51 e 21 no Caso 4

(continuação)

Relé	Função 51		Função 21	
	$t_{51}(I_{F1})$ (s)	$t_{51}(I_{F2})$ (s)	t_{Z2} (s)	t_{Z3} (s)
4	0,192	0,514	0,65	0,90
5	0,309	0,648	0,70	0,75
6	0,072	0,271	0,40	1,00
7	0,421	0,541	0,45	0,65
8	0,064	0,280	0,40	1,00
9	0,501	0,651	0,70	0,80
10	0,260	0,702	0,80	0,90
11	0,173	0,463	0,65	1,00
12	0,152	0,396	0,50	0,85
13	0,079	0,759	0,65	0,75
14	0,441	0,574	0,45	0,70
Σ	3,010	7,308	8,05	11,70

5.3 RESULTADOS PARA O SISTEMA DE 30 BARRAS

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos pela aplicação da metodologia proposta em dois cenários da topologia principal do sistema de 30 barras, ilustrado na Figura 5.2. Esses estudos de caso são mais bem descritos abaixo:

- a) Caso 5: função 21 nas linhas de 132 kV; função 51 em todos os relés, somente com a característica da curva IEC Inversa;
- b) Caso 6: função 21 nas linhas de 132 kV; função 51 em todos os relés, com três características da curva – IEC Inversa (1), IEC Muito Inversa (2) e IEC Extremamente Inversa (3).

As seguintes faltas trifásicas foram utilizadas para compor a função objetivo e as restrições de coordenação em ambos os casos: faltas localizadas a 0% do relé primário; e a 100% do relé primário com o disjuntor do fim da linha aberto. Esta última situação é comum em sistemas interligados, pois é grande a chance do relé do final da linha operar em um tempo inferior ao relé do início da linha para faltas mais próximas do final da linha. Assim, quando o relé do final da linha opera primeiro, há uma mudança nos valores das correntes de falta vistas pelos demais relés, o que influencia na coordenação.

As correntes de interesse para a coordenação neste caso são apontadas no Apêndice A. Na Tabela 5.18 são apresentadas as demais configurações utilizadas nos dois casos estudados.

Tabela 5.19 - Configurações das simulações do Caso 5

Característica	Valor
Função 51: características da curva	IEC – Inversa (1) IEC – Muito inversa (2) IEC – Extremamente inversa (3)
Função 51: ajustes de tempo	0,05 – 0,50, passo 0,05 (s)
Função 51: ajustes de corrente primária	10 – 1000, passo 10 (A)
Função 21: característica de operação	Mho
Função 21: ajuste de impedância secundária das zonas 1, 2 e 3	0,05 – 64, passo 0,01 (Ω)
Função 21: ajuste de ângulo da impedância das zonas 1, 2 e 3	0 – 90, passo 0,001 ($^{\circ}$)
Função 21: ajuste de tempo das zonas 2 e 3	0,00 – 2,00, passo 0,05 (s)
CTI	0,2 (s)
Cabos	336,4 CAA
Tempo máximo de operação da proteção primária	2 (s)
Tempo máximo de operação da proteção de retaguarda	10 (s)

5.3.1 Caso 5

Neste estudo de caso a função 21 foi habilitada somente nas linhas de 132 kV, enquanto a função 51 foi habilitada em todos os relés, esta última contando somente com a característica da curva IEC Inversa.

No Apêndice B são mostrados os ajustes das zonas 1 e 2 das funções 21, calculadas para cobrir 80% e 150% das linhas, respectivamente. A impedância da zona 3 foi ajustada para cobrir 220% das linhas. Os efeitos de *infeed* e *outfeed* foram considerados. No mesmo Apêndice se encontram os ajustes determinados para as funções 21 e 51 por meio da PIB.

O tempo de obtenção da solução utilizando a PIB foi de 86 s. A Tabela 5.19 apresenta o somatório dos tempos de operação das funções 21 e 51 considerando os ajustes determinados no Caso 5.

Tabela 5.19 - Tempos de operação das funções 21 e 51 no Caso 5

Tempo de operação	Valor (s)
Função 51: $\sum t_{51}(I_{F1})$	37,649
Função 51: $\sum t_{51}(I_{F2})$	50,545
Função 21: $\sum t_{Z2}$	35,70
Função 21: $\sum t_{Z3}$	80,10
FO	203,99

5.3.2 Caso 6

Neste estudo de caso a função 21 foi habilitada somente nas linhas de 132 kV, enquanto a função 51 foi habilitada em todos os relés, esta última contando três características da curva, conforme a Tabela 5.18.

Os ajustes de impedância das zonas 1, 2 e 3 são análogos aos do Caso 5, expressos no Apêndice B. Também neste Apêndice podem ser encontrados os ajustes determinados para as funções 21 e 51 por meio da PIB.

O tempo de obtenção da solução utilizando a PIB foi de 320 s. A Tabela 5.20 apresenta o somatório dos tempos de operação das funções 21 e 51 considerando os ajustes obtidos no Caso 6 lado-a-lado com os tempos de operação obtidos no Caso 5. Nota-se que, de modo geral, os tempos de operação das funções 51 e 21 foram reduzidos, uma vez que a característica da curva da função 51 é uma variável no modelo.

Tabela 5.20 - Tempos de operação das funções 21 e 51 no Caso 6

Somatórios	Caso 5	Caso 6
	Valor (s)	Valor (s)
Função 51: $\sum t_{51}(I_{F1})$	37,649	10,270
Função 51: $\sum t_{51}(I_{F2})$	50,545	21,817
Função 21: $\sum t_{Z2}$	35,70	26,05
Função 21: $\sum t_{Z3}$	80,10	53,00
FO	203,99	111,14

5.4 RESULTADOS PARA O SISTEMA DE 15 BARRAS

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos pela aplicação da metodologia proposta na topologia principal de parte do sistema de subtransmissão da COSERN, ilustrado na Figura 5.3. Esse sistema, por ser real, já possui as funções 21 e 51 ajustadas. Dessa forma, será possível estabelecer um comparativo entre os tempos de operação da proteção obtidos por meio da metodologia proposta e os tempos de operação da proteção já existente.

Para possibilitar esta comparação, as proteções de fim de rede não tiveram seus ajustes alterados (JPR-12T1, JPR-11T1, CCO-12T1, CCO-11T1, PLH-12T1, ACR-42T1 e ACR-11T1). Os ajustes de impedância das zonas 1, 2 e 3 foram selecionados para cobrir 85%, 150% e 220% das linhas, respectivamente.

As proteções que terão seus ajustes determinados são as seguintes:

- Função 21: ACR-12F3, ACR-12C1, CRD-12F1, CRD-12F2;
- Função 51: CCO-12F4, ACR-12F3, ACR-12C1, CRD-12F1.

A Figura 5.7 mostra as correntes de falta trifásicas em cada barra (em A) e os tempos de operação da proteção existente (em s). Somente as correntes trifásicas foram consideradas. Na Tabela 5.21 são mostradas as configurações adotadas para o sistema de 15 barras.

Figura 5.7 - Correntes de falta trifásicas e tempos de operação da proteção existente no sistema de 15 barras

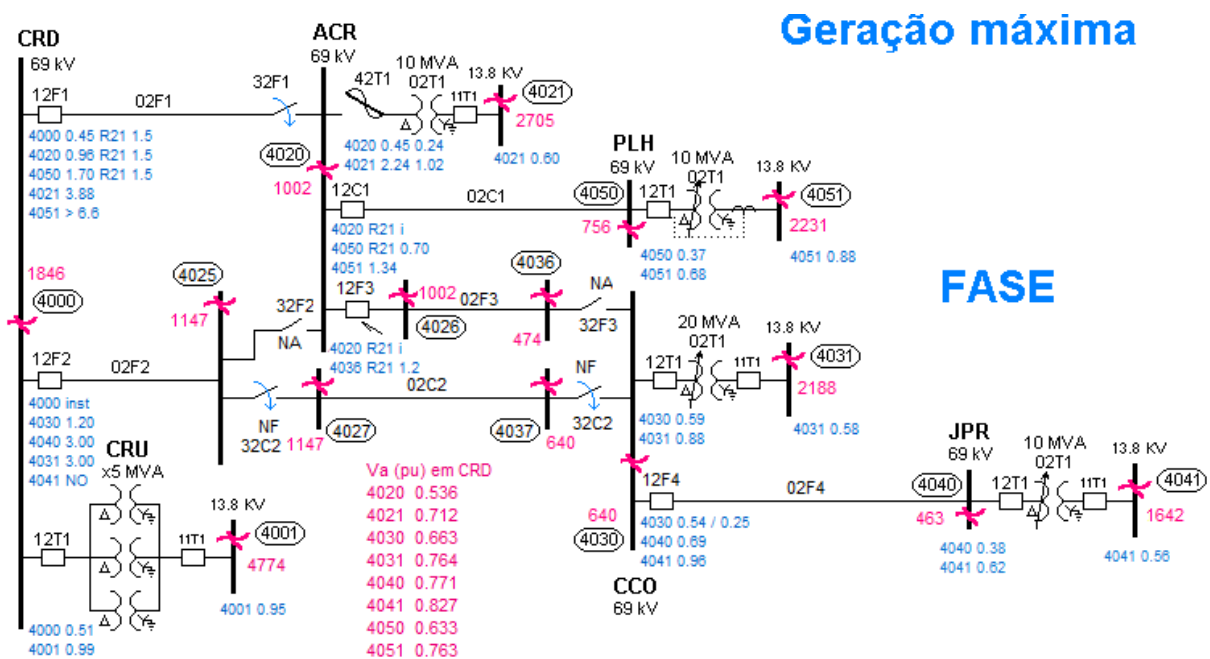


Tabela 5.21 - Configurações das simulações do sistema de 15 barras

Característica	Valor
Função 51: características da curva	IEC – Inversa (1)
	IEC – Muito inversa (2)
	IEC – Extremamente inversa (3)
	IEEE – Moderadamente inversa (4)
	IEEE – Muito inversa (5)
	IEEE – Extremamente inversa (6)
Função 51: ajustes de tempo	0,05 – 0,50, passo 0,01 (s)
Função 51: ajustes de corrente primária	5 – 1000, passo 5 (A)
Função 21: característica de operação	Mho
Função 21: ajuste de tempo das zonas 2 e 3	0,00 – 3,00, passo 0,05 (s)
Tempo máximo de operação da proteção primária	5 (s)
Tempo máximo de operação da proteção de retaguarda	10 (s)
CTI	0,3 (s)

O tempo de obtenção da solução utilizando a PIB foi de 3,9 s e o valor de função objetivo foi de 11,51 s. A Tabela 5.22 mostra os ajustes determinados para as funções 21 e 51, enquanto a Tabela 5.23 mostra os tempos de operação da proteção obtidos por meio da PIB lado-a-lado com os tempos de operação da proteção existente.

Tabela 5.22 - Ajustes das funções 51 e 21 no sistema de 15 barras

Relé	Função 51			Função 21	
	PCS (A)	TDS (s)	Curva	t_{z2} (s)	t_{z3} (s)
1	130	0,10	3	-	-
2	205	0,05	4	0,30	0,60
3	265	0,06	3	0,70	1,20
4	-	-	-	0,90	1,20
5	400	0,05	3	1,00	2,55

Tabela 5.23 - Tempos de operação da proteção do sistema de 15 barras

Relé	Localização da falta	Tempo de operação da proteção existente (s)		Tempo de operação da proteção via PIB (s)	
		Função 21	Função 51	Função 21	Função 51
CCO-12F4	4030	-	0,54	-	0,34
	4040	-	0,69	-	0,69
	4041	-	0,96	-	1,49
ACR-12F3	4026	Inst.	0,61	Inst.	0,02
	4036	1,20	1,15	0,60	0,03
ACR-12C1	4020	Inst.	0,50	Inst.	0,36
	4050	0,70	0,69	0,70	0,67
	4051	-	1,34	1,20	2,62
CRD-12F2	4000	Inst.	-	Inst.	-
	4030	1,20	-	0,90	-
	4040	3,00	-	1,20	-
	4031	3,00	-	1,20	-
CRD-12F1	4000	1,5	0,45	Inst.	0,20
	4020	1,5	0,96	1,00	0,76
	4021	-	3,90	2,55	4,82
	4050	1,5	1,70	1,00	1,56
	4036	-	5,00	2,55	9,90
	4051	-	6,60	-	16,45

Da Tabela 5.23, é possível notar que, para as faltas trifásicas máximas e mínimas de cada relé atuando como proteção primária, os tempos de operação foram reduzidos, à exceção do relé CCO-12F4 para a falta 4040, onde os tempos de operação foram idênticos. Isso mostra que a metodologia proposta é capaz de reduzir os tempos de operação da proteção existente.

Ainda na Tabela 5.23, com a proteção ajustada pela PIB, nota-se que as funções 51 são mais lentas do que a proteção existente para as faltas ocorridas na zona em que os relés atuam como retaguarda (CCO-12F4 para uma falta em 4041 e ACR-12C1 para uma falta em 4051, por exemplo). Isso ocorre porque somente as faltas máximas e mínimas na zona de proteção primária de cada relé foram utilizadas na função objetivo. Como a restrição técnica da etapa de pré-processamento que limita o tempo máximo de operação da proteção de retaguarda não detectou tempos superiores a 10 s, a solução apresentada é considerada válida.

Para demonstrar que a PIB é capaz de reduzir os tempos de operação da proteção também para estas faltas, ou seja, atuando como retaguarda, uma nova simulação foi realizada. Na função objetivo, além das correntes trifásicas máxima e mínima vistas por cada relé atuando como proteção primária, também foram utilizadas as correntes de falta trifásica mínima vistas por cada relé atuando como proteção de retaguarda. Os resultados desse estudo são apresentados nas Tabelas 5.24 e 5.25.

Tabela 5.24 - Ajustes das funções 51 e 21 no sistema de 15 barras considerando as correntes de falta trifásica mínima vista pela proteção de retaguarda

Relé	Função 51			Função 21	
	PCS (A)	TDS (s)	Curva	t_{z2} (s)	t_{z3} (s)
1	125	0,13	1	-	-
2	205	0,05	4	0,30	0,60
3	220	0,12	1	0,70	1,20
4	-	-	-	0,95	1,20
5	250	0,22	2	1,00	2,55

Tabela 5.25 - Tempos de operação da proteção do sistema de 15 barras considerando as correntes de falta trifásica mínima vista pela proteção de retaguarda

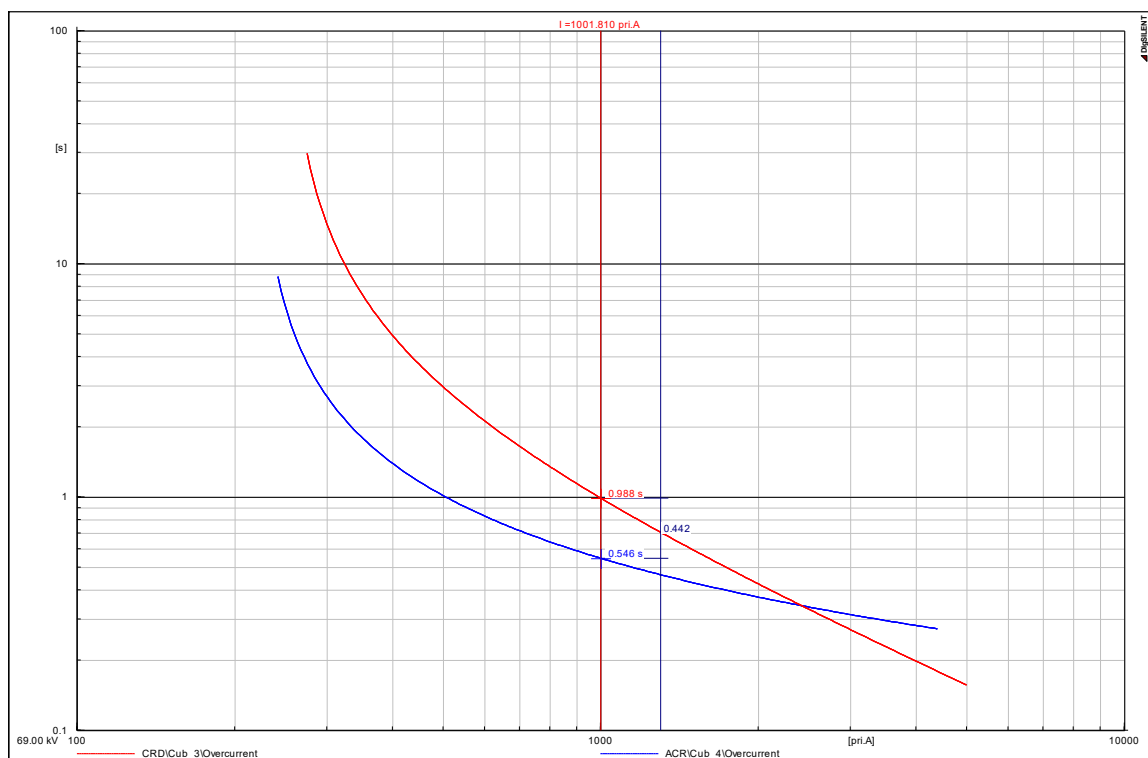
Relé	Localização da falta	Tempo de operação da proteção existente (s)		Tempo de operação da proteção via PIB (s)	
		Função 21	Função 51	Função 21	Função 51
CCO-12F4	4030	-	0,54	-	0,55
	4040	-	0,69	-	0,69
	4041	-	0,96	-	0,93
ACR-12F3	4026	Inst.	0,61	Inst.	0,02
	4036	1,20	1,15	0,60	0,03
ACR-12C1	4020	Inst.	0,50	Inst.	0,55
	4050	0,70	0,69	0,70	0,68
	4051	-	1,34	1,20	1,18
CRD-12F2	4000	Inst.	-	Inst.	-
	4030	1,20	-	0,95	-
	4040	3,00	-	1,20	-
	4031	3,00	-	1,20	-
CRD-12F1	4000	1,5	0,45	Inst.	0,47
	4020	1,5	0,96	1,00	0,99
	4021	-	3,90	2,55	2,55
	4050	1,5	1,70	1,00	1,47
	4036	-	5,00	2,55	3,32
	4051	-	6,60	-	3,79

Na Tabela 5.24, em comparação com a Tabela 5.22, é possível notar que a característica da curva IEC Extremamente Inversa não é mais predominante. Como no primeiro caso a função objetivo era composta somente por correntes na zona em que cada relé atua como proteção primária, a referida característica representa uma boa solução, pois sua inclinação pronunciada permite a obtenção de baixos tempos de operação para elevadas correntes. No segundo caso, onde correntes de falta de baixa magnitude também foram consideradas na função objetivo, as curvas IEC Inversa e IEC Muito Inversa representam uma solução mais adequada para uma maior gama de amplitudes de corrente, mesmo que haja uma elevação dos tempos de operação das proteções primárias.

O exposto no parágrafo anterior é corroborado por meio dos resultados da Tabela 5.25. Houve um aumento dos tempos de operação das funções 51 atuando como proteção primária, muitas vezes ultrapassando os tempos já existentes (CCO-12F4 para uma falta em 4030, ACR-12C1 para uma falta em 4020 e CRD-12F1 para uma falta em 4000). A maior das ultrapassagens ocorreu em ACR-12C1 para uma falta em 4020, onde houve um aumento de 10%. Este aumento, no entanto, não compromete a velocidade da proteção, que permanece dentro do limite de tempo máximo de operação da proteção primária de 5 s. Por outro lado, os tempos de operação para as faltas no fim das zonas de proteção primária e de retaguarda são inferiores aos existentes.

Os tempos de operação dos relés da Tabela 5.25 mostram que a proteção está coordenada para faltas a 0% e a 100% do ponto de instalação de cada relé (pontos F1 e F2 da Figura 5.6, respectivamente). Como exemplo, a Figura 5.8 ilustra os tempos de operação dos relés de CRD-12F1 e ACR-12C1 para uma falta a 0% da linha 02C1.

Figura 5.8 - Tempo de operação das funções 51 de CRD-12F1 e ACR-12C1 para uma falta trifásica a 0% de 02C1



As Figuras 5.9 e 5.10 permitem visualizar a coordenação obtida entre os relés de CRD-12F1 e ACR-12C1 para uma falta a 50% da linha 02C1. Por sua vez, As Figuras 5.11 e

5.12 permitem visualizar a coordenação obtida entre os relés de CRD-12F1 e ACR-12C1 para uma falta a 85% da linha 02C1, que representa uma falta em F4 da Figura 5.6.

Figura 5.9 - Tempo de operação das funções 51 de CRD-12F1 e ACR-12C1 para uma falta trifásica a 50% de 02C1

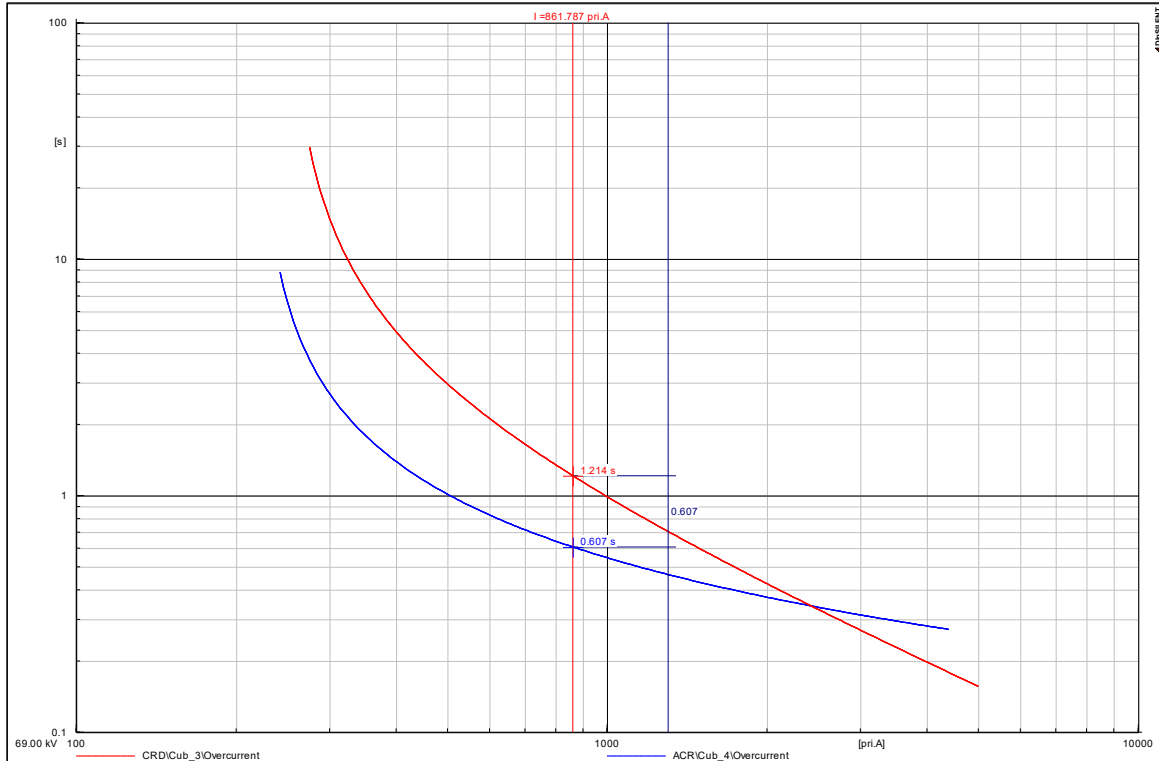


Figura 5.10 - Tempo de operação das funções 21 de CRD-12F1 e ACR-12C1 para uma falta trifásica a 50% de 02C1. a) ACR-12C1; b) CRD-12F1

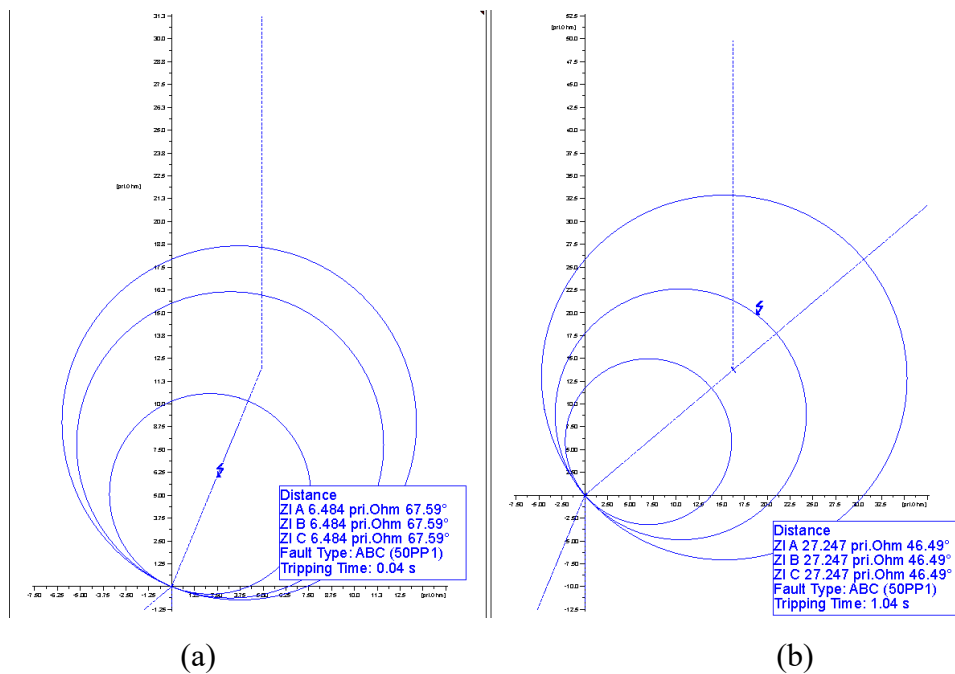


Figura 5.11 - Tempo de operação das funções 51 de CRD-12F1 e ACR-12C1 para uma falta trifásica a 85% de 02C1

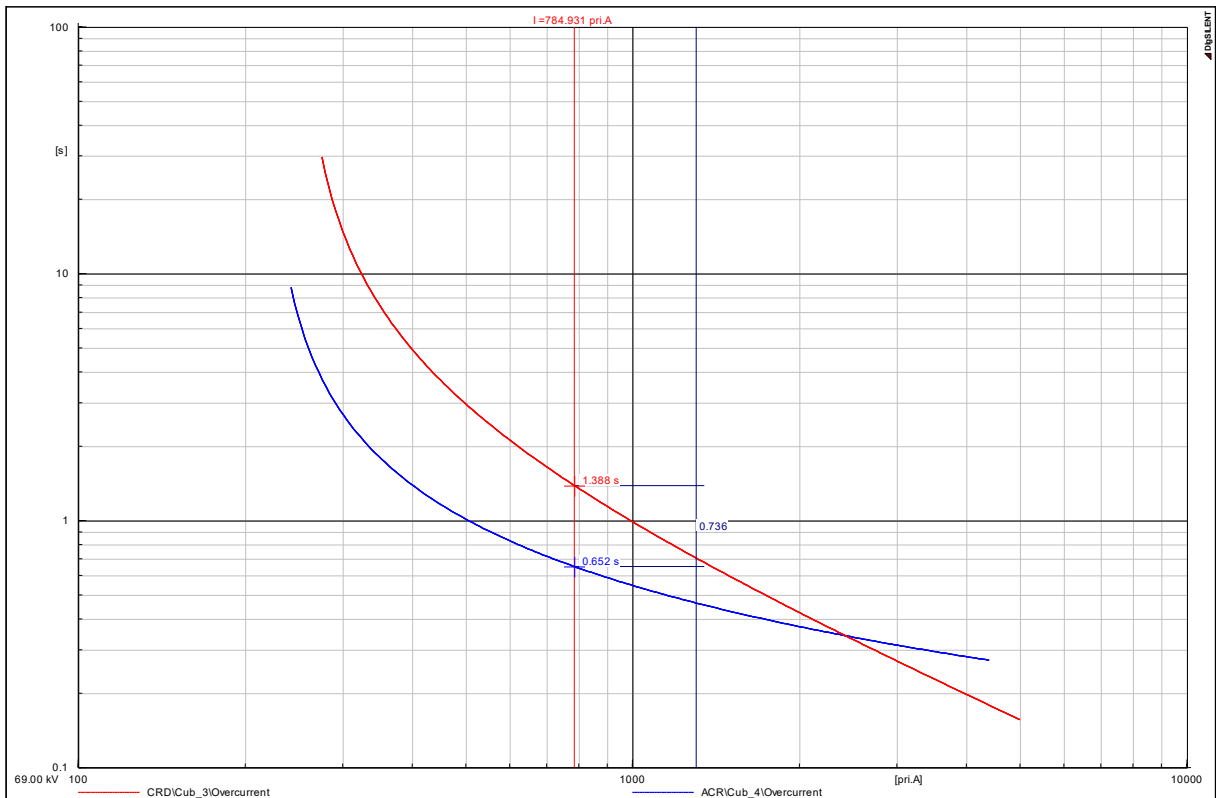
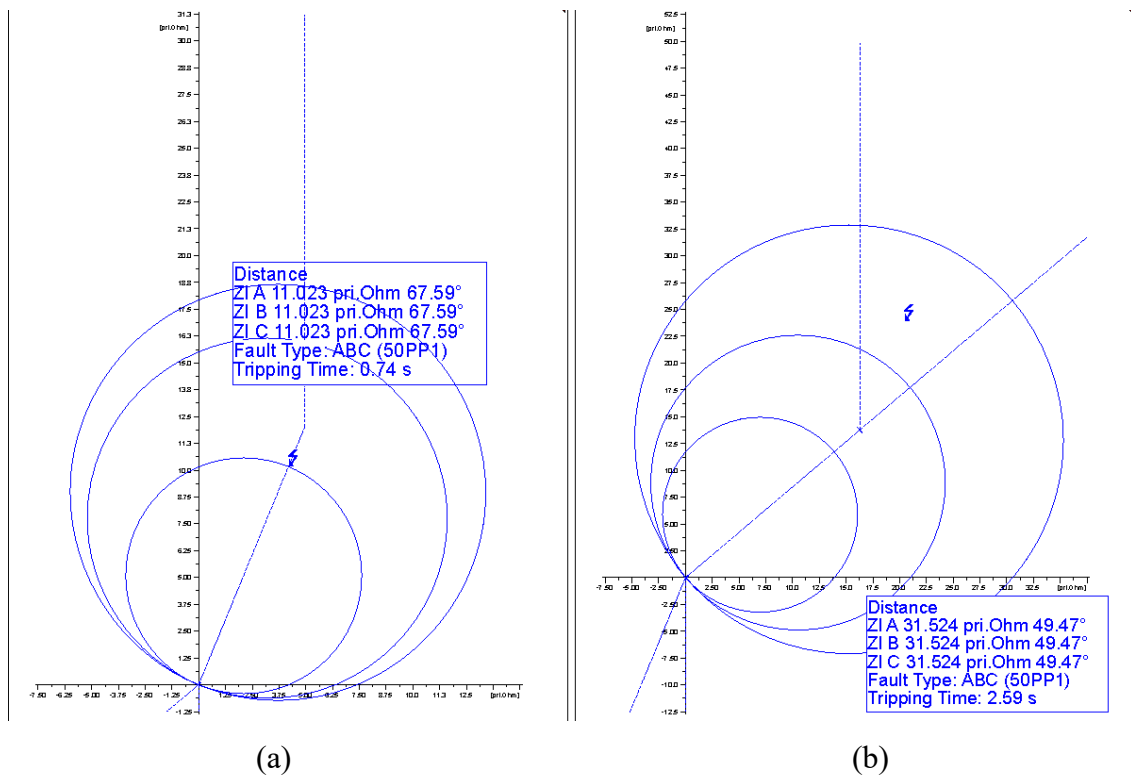


Figura 5.12 - Tempo de operação das funções 21 de CRD-12F1 e ACR-12C1 para uma falta trifásica a 85% de 02C1. a) ACR-12C1; b) CRD-12F1



5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos por meio da aplicação da PIB em três sistemas teste de diferente porte.

No sistema teste de 8 barras foi mostrado que pode haver falha na coordenação após uma mudança na topologia da rede se os relés não forem reajustados, o que ressalta a importância de se desenvolver técnicas que propiciem a obtenção de boas soluções a um baixo custo computacional. Também, foi evidenciado que os tempos de operação da proteção podem ser reduzidos quando a característica da curva da função 51 é variável do problema, o que não é considerado em muitos trabalhos.

No Caso 6 do sistema teste de 30 barras o tempo de obtenção da solução foi de 320 s, podendo ser considerado elevado para aplicações *online*. No entanto, vislumbra-se a aplicação da metodologia proposta em um computador dedicado, com capacidade de processamento maior do que a da máquina utilizada neste trabalho para as simulações, o que poderia reduzir significativamente o tempo computacional.

No sistema teste de 15 barras, que é parte de um sistema de subtransmissão real, os resultados de duas simulações evidenciam que a PIB foi capaz de determinar ajustes para as funções 21 e 51 tais que os tempos de operação da proteção foram, para a maioria das faltas, inferiores aos praticados atualmente, o que demonstra a aplicabilidade da técnica proposta não somente em redes novas, mas também em redes já existentes, com a finalidade de reduzir os tempos de atuação da proteção a um mínimo esforço do engenheiro de proteção.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo serão apresentadas as considerações finais acerca do trabalho realizado, bem como as sugestões para trabalhos futuros.

6.1 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentada uma metodologia para tratar do problema da coordenação da proteção de SEPs, com destaque às funções de proteção comuns em sistemas de subtransmissão e distribuição, sejam elas as funções 21, 51, 50, 67, 87 e elos fusíveis.

O objetivo da coordenação é determinar os ajustes mais adequados de função de proteção, atendendo os requisitos de coordenação, seletividade, velocidade e segurança na atuação da proteção. Nos relés digitais modernos esses ajustes são discretos, com resolução dependente da tecnologia do microprocessador empregado. Assim, para determinar ajustes discretos utilizou-se a PIB, técnica de otimização exata onde as variáveis do modelo são binárias. No Capítulo 4 foi apresentada a modelagem das variáveis utilizadas neste trabalho, sejam elas: a característica da curva e os ajustes de tempo e de corrente da função 51; as temporizações das zonas 2 e 3 da função 21; e o elo fusível. Os demais ajustes são determinados em etapa anterior à de otimização, sem prejuízo na qualidade da solução final.

Da forma que o problema foi modelado, quanto maior o número de ajustes disponíveis para cada dispositivo de proteção, maior será o número de variáveis, com crescimento exponencial. Para possibilitar a redução do número de variáveis do modelo, propôs-se uma etapa de pré-processamento, a ser executada antes da etapa de otimização dos ajustes, que tem como objetivo excluir do modelo os ajustes que produziram tempos de operação da proteção excessivamente altos, a critério da concessionária. Com essa redução no número de variáveis é possível reduzir o tempo de obtenção da solução por meio do *solver*. Ressalta-se que esta etapa pode infactibilizar, no novo modelo, a solução obtida para o modelo original, dependendo dos tempos de operação máximos definidos pelo usuário. No entanto, mesmo que a solução nova seja inferior em termos de valor da função objetivo (ou seja, os tempos de operação da proteção são maiores, de um modo geral), esta possui a garantia de que a proteção é veloz atuando como proteção primária e retaguarda remota, o que pode não ser uma verdade na solução do modelo original.

O *solver* MIPOPT do CPLEX® foi utilizado para solucionar o modelo de cada caso abordado. Uma única execução foi suficiente para determinar a solução de cada modelo.

Também, não foi realizada qualquer parametrização do *solver* para melhorar seu desempenho. Dessa forma, por meio da abordagem proposta o usuário fica dispensado de parametrizar o algoritmo de otimização, o que é comum em metaheurísticas e que exige conhecimento especializado.

Três sistemas teste, sendo um deles real, foram utilizados para validar a metodologia proposta. Em todos os casos a PIB se mostrou adequada para determinar ajustes discretos, dentro da faixa de valores disponíveis em cada relé.

No primeiro SEP, os Casos 1 e 2 ilustram as falhas de coordenação que podem ocorrer após uma mudança na topologia da rede se a proteção não for reajustada. Se a parametrização remota for possível neste sistema, os novos ajustes poderiam rapidamente ser determinados e configurados nos relés a partir do COC. Já nos Casos 3 e 4 as características da curva das funções 51 foram variáveis dos modelos. Os resultados mostraram uma redução do tempo de operação de cada unidade se comparados aos tempos de operação com característica da curva fixa, como no Caso 1.

No IEEE 30 barras, por ser um sistema de maior porte, verificou-se o esforço computacional requerido para se obter uma boa solução. Dentre os testes realizados, o maior tempo de obtenção da solução foi de 320 s, aplicável em nível de planejamento. No entanto, vislumbra-se a utilização da metodologia proposta em sistemas *online* com um computador dedicado à execução da PIB, de forma a reduzir significativamente o tempo requerido para solucionar cada modelo.

No SEP real os tempos de operação da proteção obtidos com a PIB foram comparados aos da proteção existente. Neste caso, verificou-se que a PIB foi capaz de melhorar os tempos de atuação da proteção a um baixo custo computacional, dado o porte do sistema. Neste caso, demonstrou-se que a metodologia proposta é capaz de tratar não apenas de SEPs em implantação ou que tenham sua topologia alterada, mas também de determinar novos ajustes para reduzir os tempos de operação das proteções já existentes.

Com base na modelagem proposta neste trabalho, nos resultados obtidos e na tendência de aperfeiçoamento dos *solvers* de problemas de PLIM, conclui-se que a metodologia apresentada:

- É inovadora;
- É capaz de determinar os ajustes diretamente na forma em que são disponibilizados em relés digitais;
- Por ter apresentado um baixo custo computacional mesmo em SEPs como o de 30 barras, pode ser aplicada em nível de planejamento;

- Para ser utilizada na operação *online* de SEPs reais, no horizonte da aplicação das redes inteligentes, deve-se utilizar um computador dedicado à execução da PIB, o que potencializa a obtenção de soluções em um baixo tempo computacional.

6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para a sequência dos trabalhos a serem realizados tendo como temática a coordenação da proteção de SEPs, sugerem-se que os seguintes tópicos sejam abordados:

- A inclusão no modelo de PIB de funções de proteção além das utilizadas neste trabalho, como teleproteção e sobrecorrente de tempo definido;
- A investigação de soluções para reduzir o custo computacional para resolver os modelos matemáticos de PIB;
- O estudo dos requisitos e da tecnologia necessária à implantação da metodologia proposta em um SEP real – *hardware* e *software*, os quais dependerão do modelo/tecnologia dos relés empregados e dos protocolos de comunicação a serem utilizados, em conformidade com a norma IEC 61850;
- A implantação da metodologia proposta em um SEP real para coordenar a proteção *online* a cada alteração em sua topologia ou em suas condições operativas, conforme os critérios adotados pela concessionária.

REFERÊNCIAS

- ABDELAZIZ, A. Y.; TALAAT, H. E. A.; NOSSEIR, A. I.; HAJJAR, A. A. **An Adaptive Protection Scheme for Optimal Coordination of Overcurrent Relays**. Electric Power Systems Research, vol. 61, pp. 1-9, 2002.
- ABB. **Type CO Circuit Opening Overcurrent Relay – Instruction Leaflet 41-103H**. 1984.
- ABB. **Types IRP, IRC, and IRD Directional Overcurrent Ground Relays – Instruction Leaflet 41-133S**. 1999.
- ABB. **87T Transformer Differential Relay – Instruction Leaflet**. 2004.
- ABB. **REF601 / REJ601 Application Manual**. 2014.
- AHMADI, S. A.; KARAMI, H.; SANJARI, M. J.; TARIMORADI, H.; GHAREHPETIAN, G.B. **Application of hyper-spherical search algorithm for optimal coordination of overcurrent relays considering different relay characteristics**. Electrical Power and Energy Systems, vol. 83, pp. 443-449, 2016.
- ALAM, M. N.; DAS, B.; PANT, V. **A comparative study of metaheuristic optimization approaches for directional overcurrent relays coordination**. Electric Power Systems Research, vol. 128, pp. 39-52, 2015.
- ALAM, M. N.; DAS, B.; PANT, V. **An interior point method based protection coordination scheme for directional overcurrent relays in meshed networks**. Electrical Power and Energy Systems, vol. 81, pp. 153-164, 2016.
- ALBASRI, F. A.; ALROOMI, A. R.; TALAQ, J. H. **Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Using Biogeography-Based Optimization Algorithms**. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 30, no. 4, pp. 1810-1820, 2015.
- ALIPOUR, M.; TEIMOURZADEH, S.; SEYEDI, H. **Improved group search optimization algorithm for coordination of directional overcurrent relays**. Swarm and Evolutionary Computation, vol 23, pp. 40-49, 2015.
- AMRAEE, T. **Coordination of Directional Overcurrent Relays Using Seeker Algorithm**. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 27, no. 3, pp. 1415-1422, 2012.
- ANEEL. **Resolução Normativa n° 482**. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acesso em: 2 set. 2016.
- ATES, Y.; UZUNOGLU, M.; KARAKAS, A.; BOYNUEGRI, A. R.; NADAR, A.; DAG, B. **Implementation of adaptive relay coordination in distribution systems including distributed generation**. Journal of Cleaner Production, vol. 112, pp. 2697-2705, 2016.
- BARZEGARI, M.; BATHAEE, S. M. T.; ALIZADEH, M. **Optimal coordination of directional overcurrent relays using harmony search algorithm**. 2010 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), pp. 321-324, 2010.

BIRLA, D.; MAHESHWARI, R. P.; GUPTA, H. O. **A New Nonlinear Directional Overcurrent Relay Coordination Technique, and Banes and Boons of Near-End Faults Based Approach.** IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 21, no. 3, pp. 1176-1182, 2006.

BIRLA, D.; MAHESHWARI, R. P.; GUPTA, H. O. **An Approach to Tackle the Threat of Sympathy Trips in Directional Overcurrent Relay Coordination.** IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 22, no. 2, pp. 851-858, 2007.

BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective Relaying: Principles and Applications.** 3rd ed, Boca Raton, FL: CRC Press, 2006.

CHABANLOO, R. M.; ABYANEH, H. A.; KAMANGAR, S. S. H.; RAZAVI, F. **Optimal Combined Overcurrent and Distance Relays Coordination Incorporating Intelligent Overcurrent Relays Characteristics Selection.** IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 26, no. 3, pp. 1381-1391, 2011.

CHATTOPADHYAY, B.; SACHDEV, M. S.; SIDHU, T. S. **An On-Line Relay Coordination Algorithm for Adaptive Protection Using Linear Programming Technique.** IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 11, no. 1, pp. 165-171, 1996.

CHEN, C. R.; LEE, C. H. **Adaptive overcurrent relay coordination for off-peak loading in interconnected power system.** Electrical Power and Energy Systems, vol. 63, pp. 140-144, 2014.

CONDE, A.; VAZQUEZ, E. **Application of a proposed overcurrent relay in radial distribution networks.** Electric Power Systems Research, vol. 81, iss. 2, pp. 570-579, 2011.

COOPER INDUSTRIES LTD. **Product Catalog – Circuit Protection Products.** Disponível em: <<http://www.edisonfusegear.com/PDF/catalogs/product-catalog-full-2009.pdf>>. Acesso em: 2 set. 2016.

CORRÊA, R. **Otimização da coordenação de relés de sobrecorrente direcionais em sistemas elétricos de potência utilizando a programação inteira binária.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria, Rio Grande do Sul, 2012.

CORRÊA, R.; CARDOSO, G. JR.; ARAÚJO, O. C. B. **Programação inteira binária aplicada na coordenação de relés de sobrecorrente com ajustes discretos.** XX Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2014), Belo Horizonte – MG, 2014.

CORRÊA, R.; CARDOSO, G. JR.; ARAÚJO, O. C. B.; MARIOTTO, L. **Online coordination of directional overcurrent relays using binary integer programming.** Electric Power Systems Research, vol. 127, pp. 118-125, 2015.

CPFL. **GED-2912 – Proteção de Redes Aéreas de Distribuição – Sobrecorrente.** Versão 2.1, 2016. Disponível em: <<http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-2912.pdf>>. Acesso em: 2 set. 2016.

ELETROBRÁS. **Relatório Anual e de Sustentabilidade 2013**. 2013. Disponível em: <<http://www.eletronbras.com/elb/main.asp?Team=%7B4A2B5B3C-751A-4E38-86A7-D6085CEE347B%7D#2013>>. Acesso em: 2 set. 2016.

EZZEDDINE, M.; KACZMAREK, R.; IFTIKHAR, M. U. **Coordination of directional overcurrent relays using a novel method to select their settings**. IET Gener., Transm. and Distrib., vol. 5, pp. 743–750, 2011.

FARZINFAR, M.; JAZAERI, M.; RAZAVI, F. **A new approach for optimal coordination of distance and directional over-current relays using multiple embedded crossover PSO**. Electrical Power and Energy Systems, vol. 61, pp. 620-628, 2014.

GENERAL ELECTRIC. **IAC51A8/51B8/51R/52A8/52B8 – Instruction Booklet GEK-34053G**. 2014a.

GENERAL ELECTRIC. **IBC51E/52E/53H/54H/77E/78E – Instruction Booklet GEH-1817C**. 2014b.

GENERAL ELECTRIC. **BDD15B/16B – Instruction Booklet GEH-1816**. 2014c.

GOKHALE, S. S.; KALE, V. S. **An application of a tent map initiated Chaotic Firefly algorithm for optimal overcurrent relay coordination**. Electrical Power and Energy Systems, vol. 78, pp. 335-342, 2016.

HARON, A. R.; MOHAMED, A.; SHAREEF, H.; ZAYANDEHROODI, H. **Analysis and Solutions of Overcurrent Protection Issues in a Microgrid**. 2012 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), Malaysia, 2012.

HARON, A. R.; MOHAMED, A.; SHAREEF, H. **Coordination of Overcurrent, Directional and Differential Relays for the Protection of Microgrid System**. 4th International Conference on Electrical Engineering and Informatics (ICEEI 2013), Procedia Technology, vol. 11, pp. 266-373, 2013.

HILLIER, F. S.; LIEBERMAN, G. J. **Introduction to operations research**. 7th ed, New York, NY: McGraw-Hill, 2001.

HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. **Power System Relaying**. 3rd ed, Research Studies Press Limited, 2008.

HUSSAIN, M. H.; RAHIM, S. R. A.; MUSIRIN, I. **Optimal Overcurrent Relay Coordination: A Review**. Malaysian Technical Universities Conference on Engineering & Technology 2012 (MUCET). Procedia Engineering, vol. 53, pp. 332-336, 2013.

HUSSAIN, M. H.; MUSIRIN, I.; ABIDIN, A. F.; RAHIM, S. R. A. **Directional Overcurrent Relay Coordination Problem Using Modified Swarm Firefly Algorithm Considering the Effect of Population Size**. IEEE 8th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO2014), Malaysia, pp. 591-596, 2014.

IBM ILOG. **CPLEX Optimization Studio V12.4 documentation**. 2015. Disponível em: <http://www-01.ibm.com/support/knowledgecenter/SSSA5P_12.4.0/maps/welcome.html>. Acesso em: 2 set. 2016.

INDEL BAURU. **Catálogo de elos fusíveis tipo EF-HYO**. 2013. Disponível em: <<http://www.indelbauru.com.br/indel/pt/produto/visualizar/codproduto/24/tipo-ef-hyo.html>>. Acesso em: 2 set. 2016.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Vol 2, 1a edição, Florianópolis – SC, 2006.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Vol 1, 3a edição, Florianópolis – SC, 2012.

MAMEDE, J. FILHO; MAMEDE, D. R. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

MANSOUR, M. M.; MEKHAMER, S. F.; EL-KHARBAWE, N. E. **A modified particle swarm optimizer for the coordination of directional overcurrent relays**. IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 22, no. 3, pp. 1400-1410, 2007.

MOIRANGTHEM, J.; KRISHNANAND, K. R.; DASH, S. S.; RAMASWAMI, R. **Adaptive differential evolution algorithm for solving non-linear coordination problem of directional overcurrent relays**. IET Generation, Transmission and Distribution, vol. 7, no. 4, pp. 329-336, 2013.

MORAVEJ, Z.; ADELNIA, F.; ABBASI, F. **Optimal coordination of directional overcurrent relays using NSGA-II**. Electric Power Systems Research, vol. 119, pp. 228-236, 2015.

MORAVEJ, Z.; JAZAERI, M.; GHOLAMZADEH, M. **Optimal coordination of distance and over-current relays in series compensated systems based on MAPSO**. Energy Conversion and Management, vol. 56, pp. 140-151, 2012.

NEGRÃO, D. L. A.; VIEIRA, J. C. M. **The Local Fit Method for Coordinating Directional Overcurrent Relays**. IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 31, no. 4, pp. 1464-1472, 2016.

NOGHABI, A. S.; SADEH, J.; MASHHADI, H. R. **Considering different network topologies in optimal overcurrent relay coordination using a hybrid GA**. IEEE Transactions on Power Delivery. vol. 24, no. 4, pp. 1857-1863, 2009.

OJAGHI, M.; SUDI, Z.; FAIZ, J. **Implementation of Full Adaptive Technique to Optimal Coordination of Overcurrent Relays**. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 28, no. 1, pp. 235-244, 2013.

ONS. **Plano de Ampliações e Reforços PAR 2014-2016**. 2013. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/ampliacao_reforços/par/Versao_Executiva_PAR%202014-2016.zip>. Acesso em: 2 set. 2016.

PÉREZ, L. G.; URDANETA, A. J. **Optimal Computation of Distance Relays Second Zone Timing in a Mixed Protection Scheme with Directional Overcurrent Relays.** IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 16, no. 3, pp. 385-388, 2001.

RADOSAVLJEVIC, J.; JEVTIC, M. **Hybrid GSA-SQP algorithm for optimal coordination of directional overcurrent relays.** IET Gener. Transm. Distrib., vol. 10, iss. 8, pp. 1928–1937, 2016.

RAHMATIAN, M.; POURARAB, M. H.; GHOLAMI, M.; GHAREHPETIAN, G. B. **Optimal Coordination of Distance and Over-current Relays Using ICA.** 19th Electrical Power Distribution Conference (EPDC2014), 2014.

RAZAVI, F.; ABYANEH, H. A.; AL-DABBAGH, M.; MOHAMMADI, R.; TORKAMAN, H. **A new comprehensive genetic algorithm method for optimal overcurrent relays coordination.** Electric Power Systems Research. vol. 78, pp. 713-720, 2008.

SACHDEV, M. S. et al. **Mathematical Models Representing Time-Current Characteristics of Overcurrent Relays for Computer Applications.** Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, pp. 1-8, 1978.

SADEH, J.; AMINTOJJAR, V.; BASHIR, M. **Coordination of Overcurrent and Distance Relays Using Hybrid Particle Swarm Optimization.** 2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, 2011.

SAHA, D.; DATTA, A.; DAS, P. **Optimal coordination of directional overcurrent relays in power systems using Symbiotic Organism Search Optimisation technique.** IET Gener. Transm. Distrib., vol. 10, iss. 11, pp. 2681–2688, 2016.

SALAZAR, C. A. C.; ENRÍQUEZ, A. C.; SCHAEFFER., S. E. **Directional overcurrent relay coordination considering non-standardized time curves.** Electric Power Systems Research, vol. 122, pp. 42-49, 2015.

SCHNEIDER ELECTRIC. **Sepam série 40 – manual de utilização.** 2009.

SEL. **SEL-587-0, -1 Relay – Instruction Manual.** 2012.

SEL. **SEL-351-5, -6, -7 Protection System Data Sheet.** 2013a.

SEL. **Sistema de Proteção e Automação SEL-421 – Datasheet SEL-421-4, -5.** 2013b.

SEL. **SEL-311C-1 Transmission Protection System – Instruction Manual.** 2013c.

SHIH, M. Y.; ENRÍQUEZ, A. C.; TREVIÑO, L. M. T. **On-line coordination of directional overcurrent relays: Performance evaluation among optimization algorithms.** Electric Power Systems Research, vol. 110, pp. 122-132, 2014.

SIEMENS. **7SG11 Argus 1-6 Overcurrent Relay Technical Manual.** 2013.

SINGH, M.; PANIGRAHI, B. K.; MUKHERJEE, R. **Optimum Coordination of Overcurrent Relays Using CMA-ES Algorithm.** 2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, India, 2012.

SINGH, M.; PANIGRAHI, B. K.; ABHYANKAR, A. R. **Optimal coordination of directional over-current relays using Teaching Learning-Based Optimization (TLBO) algorithm.** Electrical Power and Energy Systems, vol. 50, pp. 33-41, 2013.

SO, C. W.; LI, K. K.; LAI, K. T.; FUNG, K. Y. **Application of Genetic Algorithm for Overcurrent Relay Coordination.** International Conference of Developments in Power Systems Protection. pp. 66-69, 1997.

THANGARAJ, R.; CHELLIAH, T. R.; PANT, M. **Overcurrent Relay Coordination by Differential Evolution Algorithm.** 2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, India, 2012.

URDANETA, A. J.; NADIRA R.; JIMÉNEZ, L. G. P. **Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays in Interconnected Power Systems.** IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 3, no. 3, pp. 903-910, 1988.

URDANETA, A. J.; PÉREZ, L. G.; RESTREPO, H. **Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Considering Dinamic Changes in the Network Topology.** IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 12, no. 4, pp. 1458-1464, 1997.

URDANETA, A. J.; RESTREPO, H.; MÁRQUEZ, S.; SÁNCHEZ, J. **Coordination of Directional Overcurrent Relay Timing Using Linear Programming.** IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 11, no. 1, pp 122-129, 1996.

UTHITSUNTHORN, D.; PAO-LA-OR, P.; KULWORAWANICHPONG, T. **Optimal Overcurrent Relay Coordination Using Artificial Bees Colony Algorithm.** 8th Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI) Association of Thailand Conferece, pp. 901-904, 2011.

ZAYANDEHROODI, H.; MOHAMED, A.; SHAREEF, H.; MOHAMMADJAFARI, M.; FARHOODNEA, M. **A Novel Protection Coordination Strategy Using Back Tracking Algorithm for Distribution Systems with High Penetration of DG.** IEEE International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO2012), Malaysia, 2012.

ZEINELDIN, H.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, M. A. **A Novel Problem Formulation for Directional Overcurrent Relay Coordination.** 2004 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering. pp. 48-52, 2004.

ZEINELDIN, H.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, M. A. **Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relay Coordination.** 2005 Power Engineering Society General Meeting, vol. 2, pp. 1101-1106, 2005.

ZEINELDIN, H. H.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, M. M. A. **Optimal coordination of overcurrent relays using a modified particle swarm optimization.** Electric Power Systems Research. vol. 76, pp. 988-995, 2006.

APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA IEEE 30 BARRAS

Os dados de rede (barras, linhas e transformadores) do IEEE 30 barras podem ser encontrados em https://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm.

A reatância subtransitória dos geradores na base de 100 MVA consta na Tabela A.1. Todas as conexões são do tipo estrela aterrado – estrela aterrado.

As correntes de falta trifásicas utilizadas para a coordenação podem ser visualizadas na Tabela A.2, no mesmo formato da Tabela 5.15 deste trabalho.

Tabela A.1 – Reatância subtransitória dos geradores do IEEE 30 barras

Gerador	Barra	X'' (p.u.)
1	1	0,10
2	2	0,12
3	5	0,11
4	8	0,15
5	11	0,16
6	13	0,14

Tabela A.2 – Correntes de falta para a coordenação da proteção do IEEE 30 barras

Relé prim.	Relé de retag.	$I_{F1,P}$ (A)	$I_{F1,R}$ (A)	$I_{F2,P}$ (A)	$I_{F2,R}$ (A)	$I_{F3,P}$ (A)	$I_{F4,R}$ (A)
1	5	7169	1668	2482	698	3539	569
1	33	7169	1154	2482	408	3135	267
2	4	7169	1668	2482	698	3539	569
2	33	7169	1154	2482	408	3135	267
3	4	7679	1668	1940	443	2922	264
3	5	7679	1668	1940	443	2922	264
4	2	8625	1411	2610	547	4639	882
4	9	8625	1328	2610	376	3449	629
4	14	8625	1204	2610	351	3449	465
4	31	8625	1062	2610	320	3449	300
5	1	8625	1411	2610	547	4639	882
5	9	8625	1328	2610	376	3449	629
5	14	8625	1204	2610	351	3449	465
5	31	8625	1062	2610	320	3449	300
6	1	8977	1411	1915	304	3096	248
6	2	8977	1411	1915	304	3096	248
6	9	8977	1328	1915	280	4336	330
6	14	8977	1204	1915	289	4828	245
7	1	8837	1411	1885	299	2841	344
7	2	8837	1411	1885	299	2841	344
7	9	8837	1328	1885	286	4377	235
7	31	8837	1062	1885	264	4667	369
8	1	8708	1411	1731	277	2957	355

Tabela A.2 – Correntes de falta para a coordenação da proteção do IEEE 30 barras

(continuação)

Relé prim.	Relé de retag.	$I_{F1,P}$ (A)	$I_{F1,R}$ (A)	$I_{F2,P}$ (A)	$I_{F2,R}$ (A)	$I_{F3,P}$ (A)	$I_{F4,R}$ (A)
8	2	8708	1411	1731	277	2957	355
8	14	8708	1204	1731	254	4438	93
8	31	8708	1062	1731	220	4086	128
9	11	5400	1464	1550	452	2317	155
10	8	5536	1576	2192	665	3069	547
11	13	2909	2909	1624	1624	2001	1658
12	10	2085	2085	1531	1531	1676	1473
13	32	7179	2318	3014	984	5511	1042
13	7	7179	1386	3014	604	5511	587
13	18	7179	2040	3014	837	5511	987
13	78	7179	421	3014	173	5450	203
13	23	7179	1075	3014	443	0	516
13	24	7179	272	3014	108	0	139
14	32	7128	2318	1799	628	5370	1042
14	24	7128	272	1799	58	0	219
14	23	7128	1075	1799	261	0	401
14	12	7128	1339	1799	338	5370	327
14	18	7128	2040	1799	489	5370	849
14	78	7128	421	1799	101	5239	169
15	24	6194	272	4073	207	0	638
15	23	6194	1075	4073	801	0	554
15	7	6194	1386	4073	1024	4664	723
15	12	6194	1339	4073	848	4535	879
15	18	6194	2040	4073	1230	4535	1419
15	78	6194	421	4073	273	4535	268
16	32	6479	2318	4195	1354	4599	1600
16	24	6479	272	4195	128	0	235
16	7	6479	1386	4195	808	4599	960
16	12	6479	1339	4195	780	4599	927
16	23	6479	1075	4195	641	0	723
16	78	6479	421	4195	653	5436	307
17	32	8090	2318	3837	1063	5942	1282
17	24	8090	272	3837	76	0	405
17	7	8090	1386	3837	633	5883	781
17	12	8090	1339	3837	612	5942	755
17	23	8090	1075	3837	513	0	496
17	18	8090	2040	3837	1054	6188	551
18	20	3489	585	2962	921	2706	95
19	16	6361	3476	1596	911	2203	202
20	17	3640	3387	1375	1284	1647	940
20	68	3640	986	1375	352	0	454
21	32	7766	2318	979	292	7766	0
21	7	7766	1386	979	176	7766	0
21	12	7766	1339	979	170	7766	0
21	18	7766	2040	979	259	7766	0
21	78	7766	421	979	52	7766	0
22	32	8235	2318	738	207	8235	0
22	7	8235	1386	738	122	8235	0

Tabela A.2 – Correntes de falta para a coordenação da proteção do IEEE 30 barras

(continuação)

Relé prim.	Relé de retag.	$I_{F1,P}$ (A)	$I_{F1,R}$ (A)	$I_{F2,P}$ (A)	$I_{F2,R}$ (A)	$I_{F3,P}$ (A)	$I_{F4,R}$ (A)
22	12	8235	1339	738	118	8235	0
22	18	8235	2040	738	180	8235	0
22	78	8235	421	738	39	8235	0
23	48	10591	2017	2530	476	0	0
23	49	10591	1164	2530	275	0	0
23	60	10591	470	2530	113	0	0
23	61	10591	470	2530	113	0	0
23	75	10591	614	2530	148	0	0
24	48	6970	2017	2412	677	0	0
24	49	6970	1164	2412	392	0	0
24	60	6970	470	2412	163	0	0
24	61	6970	470	2412	163	0	0
24	75	6970	614	2412	213	0	0
25	21	10875	768	7235	504	0	0
25	22	10875	593	7235	385	0	0
25	49	10875	1164	7235	897	0	0
25	60	10875	470	7235	336	0	0
25	61	10875	470	7235	336	0	0
25	75	10875	614	7235	439	0	0
26	21	11740	768	4752	304	0	0
26	22	11740	593	4752	234	0	0
26	48	11740	2017	4752	863	0	0
26	60	11740	470	4752	210	0	0
26	61	11740	470	4752	210	0	0
26	75	11740	614	4752	274	0	0
27	21	12426	768	5879	352	0	0
27	22	12426	593	5879	272	0	0
27	48	12426	2017	5879	925	0	0
27	49	12426	1164	5879	536	0	0
27	61	12426	470	5879	320	0	0
27	75	12426	614	5879	368	0	0
28	21	12426	768	5879	352	0	0
28	22	12426	593	5879	272	0	0
28	48	12426	2017	5879	925	0	0
28	49	12426	1164	5879	536	0	0
28	60	12426	470	5879	320	0	0
28	75	12426	614	5879	368	0	0
29	21	12288	768	5854	352	0	0
29	22	12288	593	5854	271	0	0
29	48	12288	2017	5854	925	0	0
29	49	12288	1164	5854	538	0	0
29	60	12288	470	5854	334	0	0
29	61	12288	470	5854	334	0	0
30	6	5900	1444	3953	1028	4937	937
30	15	5900	3510	3953	2318	4582	2427
30	36	5900	3575	3953	2300	0	2522
31	34	5788	1330	1728	414	4768	185
31	36	5788	3575	1728	1011	0	1597

Tabela A.2 – Correntes de falta para a coordenação da proteção do IEEE 30 barras

(continuação)

Relé prim.	Relé de retag.	$I_{F1,P}$ (A)	$I_{F1,R}$ (A)	$I_{F2,P}$ (A)	$I_{F2,R}$ (A)	$I_{F3,P}$ (A)	$I_{F4,R}$ (A)
31	15	5788	3510	1728	1046	4377	989
32	34	3720	1330	3011	1016	2942	978
32	36	3720	3575	3011	3017	0	2325
32	6	3720	1444	3011	1195	2942	964
33	30	3732	3732	1552	1552	2016	1494
34	3	1707	1707	1648	1648	1518	1406
35	34	6283	1330	1409	290	6283	0
35	6	6283	1444	1409	316	6283	0
35	15	6283	3510	1409	803	6283	0
36	40	9968	412	4432	197	0	0
36	43	9968	1610	4432	769	0	0
36	45	9968	1798	4432	854	0	0
37	40	12960	412	5088	191	0	0
37	43	12960	1610	5088	747	0	0
37	35	12960	1282	5088	497	0	0
38	35	13172	1282	6602	609	0	0
38	40	13172	412	6602	534	0	0
38	45	13172	1798	6602	939	0	0
39	35	14361	1282	4400	385	0	0
39	43	14361	1610	4400	575	0	0
39	45	14361	1798	4400	546	0	0
40	42	2930	2930	2325	2325	0	0
41	39	3771	3771	2593	2593	0	0
42	56	8444	1542	3715	640	0	0
42	38	8444	5379	3715	2439	0	0
42	54	8444	1531	3715	637	0	0
43	41	4446	1378	3909	1589	0	0
43	56	4446	1542	3909	1162	0	0
43	54	4446	1531	3909	1174	0	0
44	41	8278	1378	3957	647	0	0
44	56	8278	1542	3957	795	0	0
44	38	8278	5379	3957	2526	0	0
45	47	3537	3537	2660	2660	0	0
46	37	4649	4649	3222	3222	0	0
47	25	6768	6768	3968	3968	0	0
48	46	2693	2693	2762	2762	0	0
49	51	2256	2256	1964	1964	0	0
50	26	4404	4404	3946	3946	0	0
51	53	2629	2629	2644	2644	0	0
52	50	3610	3610	2982	2982	0	0
53	44	3613	3613	2986	2986	0	0
54	52	2633	2633	2110	2110	0	0
55	41	8270	1378	4118	673	0	0
55	38	8270	5379	4118	2628	0	0
55	54	8270	1531	4118	826	0	0
56	58	2516	2516	2084	2084	0	0
57	55	3801	3801	2414	2414	0	0
58	64	5216	1446	2848	761	0	0

Tabela A.2 – Correntes de falta para a coordenação da proteção do IEEE 30 barras

(continuação)

Relé prim.	Relé de retag.	$I_{F1,P}$ (A)	$I_{F1,R}$ (A)	$I_{F2,P}$ (A)	$I_{F2,R}$ (A)	$I_{F3,P}$ (A)	$I_{F4,R}$ (A)
58	76	5216	3772	2848	2090	0	0
59	64	3473	1446	2661	1060	0	0
59	57	3473	2028	2661	1605	0	0
60	28	6995	2929	4853	2139	0	0
60	77	6995	4073	4853	2717	0	0
61	27	6995	2929	4853	2139	0	0
61	77	6995	4073	4853	2717	0	0
62	27	5857	2929	7205	3602	0	0
62	28	5857	2929	7205	3602	0	0
63	57	5800	2028	2608	907	0	0
63	76	5800	3772	2608	1701	0	0
64	66	2328	2328	1611	1611	0	0
65	63	2498	2498	1931	1931	0	0
66	74	3407	0	2432	0	0	0
66	71	3407	0	2432	0	0	0
66	67	3407	880	2432	628	0	0
67	17	4463	3387	908	690	4463	0
67	19	4463	1077	908	218	4463	0
68	65	1811	1811	1931	1931	0	0
68	74	1811	0	1931	0	0	0
68	71	1811	0	1931	0	0	0
69	71	5121	0	1725	0	0	0
69	65	5121	1811	1725	610	0	0
69	67	5121	880	1725	296	0	0
70	74	5121	0	2179	0	0	0
70	65	5121	1811	2179	770	0	0
70	67	5121	880	2179	374	0	0
71	73	735	735	877	877	0	0
72	70	1870	1870	1332	1332	0	0
73	69	1402	1402	1147	1147	0	0
74	72	974	974	877	877	0	0
75	62	6736	4743	4757	3591	0	0
75	59	6736	2017	4757	1176	0	0
76	62	7842	4743	4209	2545	0	0
76	29	7842	3100	4209	1663	0	0
77	59	5098	2017	6768	2010	0	0
77	29	5098	3100	6768	4767	0	0
78	19	1330	1077	1495	1232	959	521
78	68	1330	986	1495	1018	0	614

APÊNDICE B – DADOS DO SISTEMA DE 15 BARRAS

Os dados de sequência positiva das linhas do sistema de 15 barras são apresentados na Tabela B.1 e os dados de sequência positiva dos transformadores no Quadro B.1. A base de tensão para os dados de linha é de 69 kV. Todos os dados estão em uma base de 100 MVA.

Tabela B.1 – Dados das linhas do sistema de 15 barras

	Linha	Cabo	Extensão (km)	R (%)	X (%)
02F1	CRD/ACR	1/0 CAA	23,4	34,208	28,919
02F2	Trecho CRD/ACR	336,4 CAA	27,1	10,821	26,246
02F3	Trecho ACR/CCO	1/0 CAA	50,3	73,532	62,165
02C2	Trecho ACR/CCO	336,4 CAA	55,6	73,532	62,165
02F4	CCO/JPR	1/0 CAA	29,5	43,125	36,458
02C1	ACR/PLH	336,4 CAA	26,0	10,382	25,181

Quadro B.1 – Dados dos transformadores do sistema de 15 barras

Subestação	Transf.	Potência (MVA)	Tensão (kV)	Ligação	X (pu)
ACR - Acari	02T1	10/12,5	69/13,8	Dyn1	0,757
CCO - Caicó	02T1	20		Dyn1	0,623
JPR – Jardim de Piranhas	02T1	10/12,5	69/13,8	Dyn1	0,800
PLH – Parelhas	02T1	10/12,5	69/13,8	Dyn1	0,818
Currais novos	02T1	5	69/13,8	Dyn1	1,312
	02T2	5	69/13,8	Dyn1	1,300
	02T3	5	69/13,8	Dyn1	1,210