

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



**Análise de Redes de Distribuição de Alta Tensão**

Evandro Ferreira de Lima

Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Prof. Doutor Hélder Felipe Duarte Leite

Porto, 07 de 2009

© Evandro Lima, 2009

A Dissertação intitulada

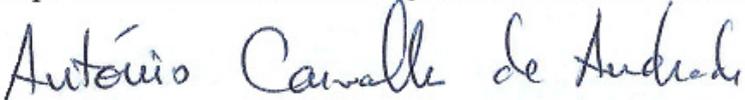
“Análise de Redes de Distribuição de Alta Tensão”

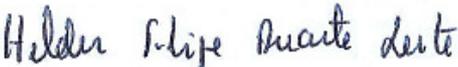
foi aprovada em provas realizadas em 20/Julho/2009

o júri

Presidente

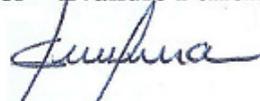
  
Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de  
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

  
Professor Doutor António Carvalho de Andrade  
Professor Coordenador do Instituto Superior de Engenharia do Porto do  
Instituto Politécnico do Porto

  
Professor Doutor Hélder Filipe Duarte Leite  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de  
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projecto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extractos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são correctamente citados.

Autor – Evandro Ferreira de Lima



Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



# Resumo

Um grande problema na operação do sistema eléctrico é a possibilidade de ocorrer defeitos na linha que podem resultar em magnitudes de correntes de curto-circuito suficiente para provocar aquecimento ou danos nos equipamentos da rede eléctrica, devido à sua exposição aos esforços electrodinâmicos. Desta forma, é fundamental um sistema eléctrico possuir um sistema de protecção que garanta a continuidade do serviço. No entanto, otimizar a operação do sistema de protecção em uma rede eléctrica torna-se um desafio diante das alterações existentes na configuração da rede e na interligação cada vez maior de produtores em regime especial.

O objectivo deste trabalho é analisar a actual filosofia de protecção implementada na rede de alta tensão da EDP, alimentadas em 60kV pelos injectores da Rede Eléctrica Nacional (REN) de Lavos e Bодiosa. A ferramenta informática utilizada para a validação do estudo é o Software CAPE (Computer-Aided Protection Engineering), pois esta ferramenta permite trabalhar directamente com as funções de protecções utilizadas nos actuais relés de protecção. Esta ferramenta informática permite obter uma resposta mais realística do comportamento do relé de protecção diante das perturbações na rede eléctrica.

As simulações com o *software* CAPE permitiu identificar, para a área de rede dos dois injectores, algumas situações de falta de selectividade entre as protecções que colocam em risco a continuidade do fornecimento de energia eléctrica. Após esta análise, algumas considerações foram feitas sobre a actual filosofia de protecção, tendo em conta os factores económicos associados.

O ganho obtido neste estudo potencializa a EDP para o fornecimento contínuo de energia eléctrica, bem como, na certificação da qualidade do seu produto e na melhoria da sua imagem comercial. O reconhecimento associado à certificação de qualidade agrega valor ao negócio à medida que valoriza a imagem da empresa no sector eléctrico nacional.



# Abstract

*A major problem in the operation of the electrical system is the possibility of defects occur in the network which can result in magnitudes of short-circuit current sufficient to cause heating or damage to equipment in the power system facilities caused by electrodynamic efforts. Thus, it is essential to the electrical system has a protection system that guarantees continuity of service but at the same time, the appropriate protection in the face of disturbances. However, optimizing the operation of the protection system in a grid is a challenge given the changes in the configuration of the network and the increasing interconnection of the particular producers.*

*The objective of this study is to analyze the current philosophy of protection implemented in the two high tension (60kV) EDP network areas, fed by Lavos and Bodiosa power injection point that convert the voltage 220kV to 60kV. The tool used for the validation of the study is the Software CAPE (Computer-Aided Protection Engineering) which allows working directly with the protections functions used in current relays for protection. This tool enables a more realistic behavior of the relay protection in the face of disturbances in the mains.*

*The Situations with the CAPE identified for two areas of network, some instances of lack of selectivity between the protections that put at risk the continuity of power supply. Following this analysis, some considerations were made on the current philosophy of protection in order to benefit more from the protection, taking into account the economic factors involved.*

*The gain obtained in this study enhances the EDP to the continuous power supply and in certifying the quality of their product and improve its business image. The recognition associated with quality certification adds value to the business value as the image of the national electric company in the industry*



# Agradecimentos

Ao meu querido Senhor e Mestre que concedeu-me força, coragem e saúde em toda a minha vida.

Aos meus pais pelo carinho, amor concedido até aos dias de hoje.

À minha esposa Judith Maciel e aos amigos Bebê, Oniw, Jorge Magno e Ronaldão Godzzila que apoiaram-me e incentivaram-me em todo trabalho.

Ao Amigo Rui Fiteiro pelo imensurável apoio, atenção e paciência concedido para a elaboração desta Tese.

Ao Orientador Helder Leite que despendeu tempo para a ajuda neste trabalho.



# Índice

Resumo .....	v
Abstract.....	vii
Agradecimentos .....	ix
Índice.....	xi
Lista de figuras .....	xv
Lista de tabelas .....	xix
Abreviaturas e Símbolos .....	xxi
Capítulo1 .....	1
Introdução .....	1
1.1 Motivação e Objectivos .....	2
1.2 Estrutura da Tese .....	2
Capítulo2 .....	3
Características das Protecções .....	3
2.1 Introdução .....	3
2.2 Filosofia de Protecção .....	5
2.3 Zonas de Protecção.....	6
2.4 Constituição Básica de um Sistema de Protecção .....	7
2.5 Tipos de Relés de Protecção .....	8
2.5.1 Relés de Protecção Diferencial.....	9

2.5.2 Relés de Protecção de Distância .....	11
2.5.3 Relés de Máxima Intensidade .....	15
2.5.4 Funções de Protecções .....	18
2.5.5 Relés Digitais .....	19
<b>Capítulo3 .....</b>	<b>23</b>
<b>Coordenação e Selectividade Do Sistema de Protecção .....</b>	<b>23</b>
<b>3.1 Discriminação por tempo e corrente em relés de Máxima Intensidade (MI) .....</b>	<b>23</b>
3.1.1 Discriminação por Corrente .....	24
3.1.2 Discriminação por Temporização .....	24
<b>3.2 Coordenação em Sistemas Eléctricos Radiais.....</b>	<b>25</b>
<b>3.3 Coordenação em Redes Emalhadas .....</b>	<b>26</b>
<b>3.4 Critérios de Ajuste das Protecções de Máxima Intensidade.....</b>	<b>28</b>
3.4.1 Filosofia dos Ajustes Do sistema de Protecção .....	29
3.4.2 Transformador de Intensidade (TI) .....	29
3.4.3 Critérios de Ajustes da Corrente Mínima de Disparo .....	30
3.4.4 Coordenação do Intervalo de Tempo.....	32
<b>3.5 Limitação do Sistema de Protecção .....</b>	<b>32</b>
3.5.1 Problema Relacionado à Configuração Da Rede Eléctrica .....	32
3.5.2 Problemas Relacionados com Linhas Aéreas Curtas .....	33
3.5.3 Problemas em Redes com Múltiplos Geradores.....	34
3.5.4 Problema de Selectividade com a Protecção Homopolar de Terra .....	36
3.5.5 Problemas de Selectividade com Protecção de Distância .....	38
3.5.6 Relés de Tempo Definido .....	46
3.5.7 Relés de Tempo Inverso .....	48
3.5.8 Funções de Protecções Extremamente Inversa e Muito Inversa .....	51
<b>3.6 Tecnicas de Melhorias Para a Selectividade das Protecções .....</b>	<b>52</b>
3.6.1 Combinação da função de Tempo Inverso e Tempo Definido .....	52
3.6.2 Combinação de relé de tempo definido e relé instantâneo .....	54
3.6.3 Protecção diferencial .....	56
3.6.4 Protecção com fio piloto (carrier, microondas e portadora) .....	56
3.6.5 Sumário .....	58
<b>Capítulo4 .....</b>	<b>61</b>
<b>Modelização da Rede AT dos PdE´s de Lavos e Bodiosa.....</b>	<b>61</b>
<b>4.1 Introdução .....</b>	<b>61</b>
<b>4.2 Caracterização Da Rede AT dos PdE´s de Lavos e Bodiosa.....</b>	<b>61</b>
<b>4.3 Configurações de Exploração das Redes Eléctricas .....</b>	<b>62</b>
<b>4.4 Software Cape - Características e Funcionalidades.....</b>	<b>63</b>
4.4.1 Database Editor .....	64
4.4.2 On-line Diagram Module .....	64
4.4.3 Coordination Graphics .....	64
4.4.4 Short Circuit .....	65
4.4.5 System Simulator .....	66
4.4.6 Relay Checking .....	66
4.4.7 Relay Setting .....	66

4.5 Metodologia para a Modelização das Redes Eléctricas .....	67
4.6 Modelização das Instalações de Produção de Regime Especial .....	68
4.7 Modelização da AT do Injetor de Lavos .....	69
4.7.1 Falha de Selectividade entre Protecções de Linha Lavos→Pombal .....	71
4.7.2 Problemas de Alcance das Zonas de Protecções de Distância .....	75
4.7.3 Problemas da Compensação Residual para Defeitos Fase-Terra Resistivos.....	77
4.7.4 Alteração da Filosofia de Protecção.....	80
4.7.5 Sumário .....	83
4.8 Modelização da Área de Rede do Injetor de Bodiosa .....	84
4.8.1 Problema no Alcance das Zonas de Protecção de Distância.....	86
4.8.2 Problema de falta de protecção primária na linha S.P.Sul-Arouca .....	87
4.8.3 Problema na Detecção de Defeitos Resistivos .....	87
4.8.4 Alteração da Filosofia para as Protecções da Área de Rede de Bodiosa .....	92
4.8.5 Sumário .....	96
<b>Capítulo5 .....</b>	<b>97</b>
<b>Conclusões e Perspectivas de Desenvolvimentos Futuros .....</b>	<b>97</b>
5.1 Introdução.....	97
5.2 Principais Conclusões .....	97
5.3 Perspectivas Futuras.....	98
<b>Referências .....</b>	<b>101</b>



## Lista de figuras

<b>Figura 2.1</b> - Percentual de ocorrências ocorridas na rede AT [18]. .....	4
<b>Figura 2.2</b> - Divisão das zonas de protecção dos relés de um sistema eléctrico [6]. .....	6
<b>Figura 2.3</b> - Diagrama ilustrativo das zonas de protecção <i>backup</i> no sistema eléctrico. ....	7
<b>Figura 2.4</b> - Constituição básica de um dispositivo de protecção. ....	7
<b>Figura 2.5</b> - Transformadores de intensidade e de tensão em uma subestação da EDP. ....	8
<b>Figura 2.6</b> - Comparação diferencial de um relé amperimétrico. ....	10
<b>Figura 2.7</b> - Esquema de um relé diferencial percentual [6]. ....	10
<b>Figura 2.8</b> - Característica de operação do relé diferencial percentual [6]. ....	11
<b>Figura 2.9</b> - Medição da impedância de defeito pela protecção [14]. ....	12
<b>Figura 2.10</b> - Escalonamento temporal entre as diferentes zonas de protecção [14]. ....	12
<b>Figura 2.11</b> - Características de operação de diferentes tipos de protecções de distância. Da esquerda para a direita: Característica de impedância, MHO, reactância e poligonal [22]. ....	13
<b>Figura 2.12</b> - Figura representativa do plano R-X de uma protecção de distância [40]. ....	14
<b>Figura 2.13</b> - Ilustração da conexão residual para detecção de defeitos fase-terra. ....	16
<b>Figura 2.14</b> - Ilustração de uma conexão Ground Sensor para Protecção Homopolar de Média Tensão. ....	17
<b>Figura 2.15</b> - Curva do relé de protecção de tempo definido. ....	18
<b>Figura 2.16</b> - Curvas características das funções de protecções [13]. ....	19
<b>Figura 2.17</b> - Diagrama esquemático de hardware do relé digital. ....	22
<b>Figura 3.1</b> - Filosofia de protecção para redes radiais com fonte única de geração. ....	24
<b>Figura 3.2</b> - Filosofia de protecção para redes radiais com fonte única de geração. ....	25
<b>Figura 3.3</b> - Coordenação de protecção em rede radial. ....	25

<b>Figura 3.4</b> - Característica de uma rede emalhada. ....	26
<b>Figura 3.5</b> - Coordenação de protecções com fonte de geração simples [6]. ....	27
<b>Figura 3.6</b> - Rede emalhada com várias fontes de geração[28]. ....	27
<b>Figura 3.7</b> - Ponto de localização das correntes de curto-circuito para ajuste dos relés. ....	29
<b>Figura 3.8</b> - Critério para ajuste da unidade instantânea de fase. ....	31
<b>Figura 3.9</b> - Critério para ajuste da unidade instantânea de fase. ....	33
<b>Figura 3.10</b> - Rede eléctrica radial com um ponto injectador de energia. ....	34
<b>Figura 3.11</b> - Rede eléctrica com múltiplas fontes geradoras de energia. ....	34
<b>Figura 3.12</b> - Circulação da corrente de curto-circuito numa rede emalhada. ....	35
<b>Figura 3.13</b> - Disparo não selectivo das protecções em redes eléctricas emalhadas. ....	37
<b>Figura 3.14</b> - Vector tensão para sistemas homogêneos ou radiais. IF e RF são a corrente e resistência de defeito e ZL a impedância de carga. ....	39
<b>Figura 3.15</b> - Efeito do fluxo de carga ou não homogeneidade na resistência de defeito. ....	39
<b>Figura 3.16</b> - Composição da impedância aparente pelo vista pelo relé R1. ....	40
<b>Figura 3.17</b> - Erro de compensação residual da protecção de distância para defeitos junto ao barramento remoto. ....	42
<b>Figura 3.18</b> - simulação de defeitos na linha com o ângulo entre a parte real e imaginária de $k_0$ . ....	43
<b>Figura 3.19</b> - Corrente de defeito na presença de produção em regime especial. ....	44
<b>Figura 3.20</b> - Deslocamento do defeito visto pela protecção de distância do barramento A para um defeito na linha B-C em virtude da entrada em operação do PE na subestação B. ....	45
<b>Figura 3.21</b> - Diagrama unifilar de uma rede radial. ....	46
<b>Figura 3.22</b> - Função característica do relé de tempo definido. ....	47
<b>Figura 3.23</b> - Comparação das funções de protecção de tempo definido e Normal Inverso à condição de mínima e máxima geração. ....	50
<b>Figura 3.24</b> - Diagrama equivalente da rede eléctrica da Figura 3.21 com implementação de relés instantâneos. ....	52
<b>Figura 3.25</b> - Nova parametrização com inserção do relé instantâneo. ....	54
<b>Figura 3.26</b> - Combinação de elemento instantâneo e definido. ....	55
<b>Figura 3.27</b> - Diagrama unifilar para mostrar o propósito da característica da protecção piloto. ....	57
<b>Figura 4.1</b> - Representação da base de dados do Database Editor. ....	64
<b>Figura 4.2</b> -Representação gráfica do módulo Coordination Graphics. ....	65

<b>Figura 4.3</b> - Representação gráfica do módulo Short Circuit. ....	66
<b>Figura 4.4</b> - Diagrama Unifilar da área de Rede de lavos. ....	69
<b>Figura 4.5</b> - Simulação de defeitos nas linhas Ranha-Andrinos e Pombal-Ranha com disparos não selectivos das protecções. ....	72
<b>Figura 4.6</b> - Disparo não selectivo da protecção de distância de Lavos para defeitos simulados nas linhas conectadas ao barramento remoto. ....	72
<b>Figura 4.7</b> - Em (a) ilustra o disparo não selectivo entre as protecções de Pombal e Ranha. Em (b) a falta de discriminação temporal entre as duas protecções obtidas no módulo Coordination Graphics. ....	73
<b>Figura 4.8</b> - Disparo temporizado da protecção instalada na SE Pombal. ....	74
<b>Figura 4.9</b> - Disparo da protecção MIH na SE Pombal para defeitos resistivos na linha Lavos-Carvalhais. ....	75
<b>Figura 4.10</b> - (a) Alcance reduzido das zonas de protecção de Gala. (b) Alcance das zonas de protecções ajustados. ....	76
<b>Figura 4.11</b> - Sobrealcance da zona 1 da protecção de distância da linha Vila Robim→São Julião. ....	76
<b>Figura 4.12</b> - (a) Sobrealcance da zona 1 da protecção de distância de Lavos. (b) Zona de alcance reajustada para 80% da linha protegida. ....	77
<b>Figura 4.13</b> - (a) Disparo não selectivo da protecção de distância de Lavos em zona 3. (b) Representação dos defeitos resistivos da protecção de distância em Lavos no plano R-X. ....	78
<b>Figura 4.14</b> - Deslocamento de um defeito resistivo de $5\Omega$ simulado no plano R-X com variações da geração na SE Pombal. ....	79
<b>Figura 4.15</b> - Ilustração de um eliminado instantaneamente pela Zona 1 da PD da linha Pombal-Pontão. ....	80
<b>Figura 4.16</b> - Rápido isolamento do defeito com implementação da protecção de distância. ....	82
<b>Figura 4.17</b> - Isolamento instantâneo para defeitos simulados nas linhas Lavos-Pombal .....	82
<b>Figura 4.18</b> - Alteração da exploração normal da linha com abertura do disjuntor na SE Pombal. ....	83
<b>Figura 4.19</b> - Diagrama Unifilar da área de Rede de Bodiosa .....	85
<b>Figura 4.20</b> - Alcance das zonas da protecção de distância da linha Bodiosa→Mouriscas .....	86
<b>Figura 4.21</b> - Ilustração da cobertura em zona 3 da linha S.P.Sul-Arouca no plano R-X. ....	87
<b>Figura 4.22</b> - (a) Disparo não selectivo da PD da linha Gumieir→Castro D´Aire. (b) Caracterização do disparo em zona 2 para um defeito resistivo $3\Omega$ simulado na Figura 4.21 (a). ....	88
<b>Figura 4.23</b> - Disparo não selectivo do relé da SE Bodiosa para defeitos resistivos na linha Gumieir→S.P.Sul .....	89

<b>Figura 4.24</b> - (a) Defeito resistivo de $10\Omega$ visto pela zona 2 das duas protecções. (b) Disparo não selectivo da protecção para defeito resistivo de $10\Omega$ na linha Viso→Viseu. ....	90
<b>Figura 4.25</b> - Falha de selectividade longitudinal entre as protecções. Alcance das zonas da protecção de distância da linha Bodiosa→Mouriscas. ....	91
<b>Figura 4.26</b> - (a) Defeito resistivo na linha Viso-Lusofinsa sensibilização pela zona 3 de Orgens. (b) Disparo não selectivo da protecção de linha Orgens→Viso em zona 3. ....	92
<b>Figura 4.27</b> - Proposta de alteração da exploração da linha S.P.Sul-Arouca. ....	93
<b>Figura 4.28</b> - Valores aproximados das correntes de curto-circuitos no extremo da linha Castelo D´Aire-Erminda situadas. ....	93
<b>Figura 4.29</b> - Melhoria da selectividade longitudinal com a redução do alcance resistivo da zona 2 da protecção de distância de Bodiosa. ....	94
<b>Figura 4.30</b> - Disparo não selectivo da protecção de distância em Orgens devido a falha de selectividade longitudinal para defeitos simulados na linha Viso-Lusofinsa. ....	95

## Lista de tabelas

Tabela 3.1 – Direcção do ângulo de $K_0$ consoante ao sinal da parte real e imaginária [40]... 43	43
Tabela 3.2 – Correntes de curto-circuito à condição de mínima e máxima geração. .... 47	47
Tabela 3.3 – Comparação do tempo de disparo entre função de tempo definido e normal inverso..... 49	49
Tabela 3.4 – Comparação do tempo de disparo entre as funções de protecção..... 51	51
Tabela 3.5 – Tempo de actuação de funções protecção com elemento instantâneo. .... 55	55
Tabela 4.1 – Tipos de protecções instaladas na área de rede de Lavos..... 70	70
Tabela 4.2 – Tipos de protecções instaladas na área de rede de Bodiosa. .... 84	84



# Abreviaturas e Símbolos

## Lista de abreviaturas

AT	Alta tensão
BT	Baixa Tensão
CAPE	<i>Computer Aided Protection Engineering</i>
EDP	Electricidade de Portugal
EI	Extremely Inverse
I <sub>cc</sub>	Corrente de curto-circuito
I <sub>n</sub>	Corrente nominal do relé
kV	Kilo Volt
MI	Máxima Intensidade
MIF	Máxima Intensidade de Fase
MIH	Máxima Intensidade Homopolar
MT	Média Tensão
NI	Normal Inverse
PdE's	Pontos de Distribuição de Energia
<i>Pickup</i>	Corrente de partida do relé
SE	Subestação
SIR	Source to Line Impedance Ratio
TI	Transformador de Intensidade
TT	Transformador de tensão
TMS	<i>Time Multiplier Setting</i> - atraso do relé
VI	Very Inverse







# Capítulo 1

## Introdução

Actualmente, mais do que nunca, devido a grande concorrência a nível mundial, à maior sensibilidade dos equipamentos e às margens de lucro marginais associadas à laboração de muitos sectores, a existência de energia eléctrica com qualidade constitui um factor crucial para a competitividade e sobrevivência destes sectores [1]. Na indústria uma energia com padrões de qualidade inferior pode ter consequências desastrosas em alguns ramos de actividades, como as indústrias têxtil, siderúrgica ou petroquímica. Este traduz-se em perda de homem-hora, materiais além de outros problemas que podem vir a tornar uma actividade económica impossível de atingir os níveis de produtividade projectados. Neste cenário de competição cada vez mais exigente é importante utilizar meios para assegurar que os recursos investidos sejam rentabilizados da melhor forma possível. Os prejuízos económicos resultantes dos problemas de qualidade de energia eléctrica são muito elevados. Para tais considerações torna-se importante a análise qualitativa da energia e garantir as condições mínimas para o seu fornecimento.

O conceito de qualidade de energia surgiu pela primeira vez em 1968 na marinha dos E.U.A [2] e veio, posteriormente, ser objecto de estudos mais específicos quando em pesquisas viram que estas poderiam ter impactos desastrosos na economia de um país.

Portugal publicou, em 1912, o regulamento para estabelecer regras e garantir condições mínimas em que as instalações deveriam funcionar atribuindo normas para instalações, taxas, penalidade, responsabilidades por danos, ensaios, tolerâncias de medidas, sendo este o primeiro registo que fazia face à qualidade do serviço prestado [3].

Em termos de qualidade de energia a EN 50160, publicada pelo CÉNÉLEC (Comité Europeu de Normalização Electrotécnica), define, no ponto de fornecimento ao consumidor (PCC - point of common coupling), as características principais da tensão para as redes públicas de abastecimento de energia em baixa tensão e média tensão, tais como: frequência, amplitude, forma de onda, cavas de tensão, sobretensões, harmónicos e inter-harmónicos de tensão, simetria das tensões trifásicas, transmissão de sinais de informação pelas redes de energia. Esta norma, considerada como referência mundial, consiste na norma aplicada actualmente na Europa para fins da qualidade da energia.

Em 2006, é emitido em Portugal o despacho nº5255/2006 (2ª série) que promove níveis de qualidade de serviços mais elevados considerando que esta é uma condição essencial para o bem estar e satisfação das necessidades das populações. Este despacho atribui requisitos e

responsabilidades mínimas desde o produtor até ao cliente, no que toca a qualidade de serviço. O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) é um instrumento que estabelece os padrões de qualidade no fornecimento de energia eléctrica prestado pelas entidades do sistema eléctrico de potência que abrange as componentes comercial e técnica. Esta última, aborda regulamentações relacionadas com a descontinuidade no fornecimento de energia. A continuidade e a qualidade de serviço são requisitos intimamente ligados ao funcionamento satisfatório de um sistema eléctrico de potência.

### 1.1 Motivação e Objectivos

Ao mudar o ponto de vista em tratar a energia eléctrica como um produto de mercado e a crescente conscientização do papel da energia na sua relação com o desenvolvimento económico, aumentam as exigências para tê-la sempre disponível e em condições de utilização. Neste contexto, a continuidade de serviço é dada como sinónimo de minimização das interrupções no fornecimento de energia. Com esta garantia é possível permitir aos intervenientes do sistema eléctrico rentabilizar o investimento e, este facto, toma grande reputação e elevada importância. A implementação de dispositivos de protecção adequados sob a base de estudos de análises da sua coordenação e selectividade no sistema eléctrico possui uma importância significativa.

Neste trabalho pretende-se dar resposta aos problemas de coordenação e selectividade do sistema de protecção implementado nas redes AT da EDP distribuição, nomeadamente, as redes alimentadas pelos injectores de Lavos e Bodiosa, de forma a otimizar o comportamento do sistema de protecção, justificar a viabilidade de investimentos neste sistema e a melhoria da imagem da empresa diante os clientes. Pretende-se também, potencializar a utilização do *software* CAPE de forma a torná-lo ferramenta básica para estudo de análise do sistema de protecção na rede eléctrica da EDP.

### 1.2 Estrutura da Tese

Este documento encontra-se dividido em 5 capítulos, considerando o presente capítulo como primeiro.

No capítulo dois é abordado o conceito e a constituição básica de um sistema de protecção, bem como, alguns dos tipos de relés utilizados em sistemas de protecção com suas principais características e funções de protecções incorporadas. Foi também apresentada a arquitectura de um relé digital e uma breve descrição de sua operacionalidade.

No capítulo três é abordado alguns dos critérios para a coordenação e selectividade em redes eléctricas em redes com configuração radial e emalhada. É feita uma breve revisão sobre alguns métodos clássicos, as vantagens e desvantagens da utilização de algumas funções de protecção incorporadas nos relés de máxima intensidade e suas limitações quando implementados em configurações de redes radiais e emalhadas com simples ou múltiplos pontos de injeção de energia associados.

No capítulo quatro consiste na apresentação do *software* CAPE utilizado como ferramenta informática de validação do estudo descrevendo as suas funcionalidades e características dos

seus principais módulos interactivos. Também neste capítulo foram discutidos os problemas relacionados com a coordenação e selectividade das áreas de rede de Lavos e Bodiosa. Analisa-se em pormenor do comportamento do sistema de protecção onde são identificadas situações que comprometem a continuidade no fornecimento de energia à rede. Diante de tais problemas foram apresentadas algumas considerações no que respeita a actual filosofia de protecção.

No quinto capítulo são apresentadas as principais conclusões da Tese, perspectivas e de desenvolvimentos futuros.







# Capítulo 2

## Características das Protecções

### 2.1 Introdução

Neste capítulo, será abordado a importância da qualidade da energia e os impactos das interrupções de seu fornecimento nos consumidores. Posteriormente, será descrito o conceito de protecção, alguns dos tipos de relés de protecção utilizados e os critérios de ajuste a serem considerados quando implementados nas redes eléctricas. Serão focadas as protecções de Máxima Intensidade (MIF e MIH), protecção diferencial e protecção de distância.

A energia eléctrica tornou-se um bem insubstituível para o ser humano, principalmente nas grandes metrópoles onde ele não pode adaptar-se facilmente sem a sua utilização. Para a indústria, a energia é a base para o funcionamento das máquinas e motores. Nos hospitais ela é fundamental em virtude da dependência dos equipamentos de diagnósticos e intervenções cirúrgicas nos pacientes. Até a questão da segurança pública é afectada com o não funcionamento da iluminação das vias públicas, semáforos e postos policiais, colocando em risco a integridade física das pessoas e bens pessoais. Esta realidade eleva a preocupação em fornecer uma energia com qualidade e sem interrupções.

O problema da qualidade no sistema eléctrico foi colocada a sério a partir do momento em que houve maior exigência por parte dos consumidores por uma fonte de energia confiável e contínua. Também é de grande interesse, por parte dos concessionários da rede, fornecer um produto de qualidade pois, desta forma, podem reaver o seu investimento e melhorar a sua imagem comercial. Contudo, os sistemas eléctricos estão expostos a perturbações imprevisíveis as quais tornam um desafio para os operadores de rede manterem a continuidade do serviço.

De forma geral, as perturbações na qualidade da energia são identificadas como [4]:

- Harmónicos e distorção.
- variação na tensão.
- Interrupção de energia.
- Transitórios.
- Desequilíbrio de tensão.
- Flutuação de tensão.

Pelo ponto de vista económico, as interrupções são consideradas como o problema mais importante da qualidade de energia e os danos financeiros associados podem não ser facilmente estimados [4], uma vez que estes danos podem ser traduzidos em perdas de oportunidades de negócios, vendas de produtos, negócios não efectuados em bolsa de valores durante a interrupção, entre outros.

A duração das interrupções podem ser consideradas como momentâneas ou permanentes. Os defeitos momentâneos são considerados de curta duração ou muito curta duração. Caso não afectem a tensão da rede, são denominados por auto-extintores. Se a sua eliminação implicar no corte de tensão na rede, são considerados por fugitivos (ausência de tensão entre 0 e 0,3 segundos) ou semi-permanentes (ausência de tensão entre 0,3 e 30 segundos). Os defeitos permanentes são aqueles em que é necessário a intervenção do pessoal da manutenção para o seu desaparecimento, dado que exigem uma reparação da rede [15].

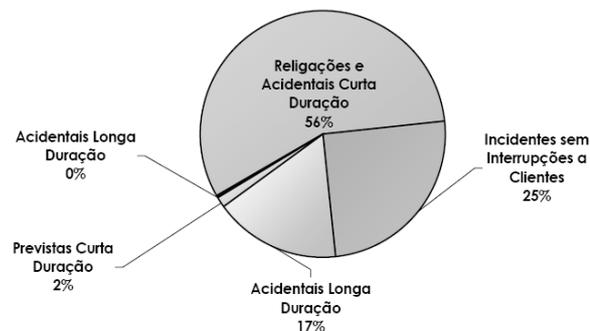


Figura 2.1 - Percentual de ocorrências ocorridas na rede AT [18].

A Figura 2.1 representa uma dados do percentual das ocorrências na rede AT, segundo o relatório da qualidade de serviço de 2007. Verifica-se que as interrupções de muito curta duração e as de curta duração correspondem cerca de 76% de todas as ocorrências com interrupção verificadas na rede AT da EDP e 17% foram acidentais de longa duração. Do número global de interrupções na rede de Alta Tensão, cerca de 25% das ocorrências totais não originaram interrupções a clientes [18].

Com o objectivo de reduzir as interrupções de energia no sistema eléctrico, algumas medidas tomadas pelas empresas têm vindo a melhorar a qualidade da energia fornecida, dentre elas está alteração da filosofia de protecção permitida pelas novas tecnologias.

## 2.2 Filosofia de Protecção

Um sistema eléctrico é projectado para gerar energia suficiente e transmiti-la para as áreas onde ela será consumida. Para assegurar o retorno do investimento feito em equipamentos cabos com um serviço confiável, a rede deverá ser mantida em funcionamento contínuo. Para tal objectivo há dois caminhos [5]:

- Implementar uma filosofia e protecção adoptando componentes os quais não deveriam falhar para além de exigir baixa manutenção para evitar interrupções no fornecimento de energia.
- Tomar medidas de forma a prevenir que defeitos que possam causar desligamentos ou perturbações, sejam restringidos para uma área limitada.

Neste caso, o relé de protecção é o dispositivo que melhor se enquadra neste objectivo, pois isola o ponto de defeito do sistema, limita os efeitos que esta pode provocar nos equipamentos e assegura que a maior parte do sistema permaneça ainda alimentado com energia. Os requisitos mínimos que os dispositivos de protecção do sistema eléctrico devem conter são [6]:

- **Confiabilidade:** probabilidade do sistema de protecção funcionar com segurança e correctamente, sob todas as circunstâncias. Este é mais importante aspecto no sistema de protecção e o mais difícil de se conseguir. Na maior parte do tempo, as protecções eléctricas estão em repouso e este pode traduzir-se em acumulação de poeiras ou deterioração do interior do equipamento. A simplicidade do dispositivo de protecção pode também aumentar a fiabilidade do mesmo. Sistemas cujos número de equipamentos constituintes para protecção são maiores, maior é a probabilidade de um equipamento ou a interacção entre eles falharem.
- **Selectividade:** capacidade de reconhecer e seleccionar as condições que deve operar. A capacidade do dispositivo em actuar selectivamente sobre a falha reduz significativamente o factor descontinuidade do sistema eléctrico, uma vez que o relé de protecção, para uma determinado defeito, actua isolando o troço de linha correspondente e conservando os outros ligados.
- **Velocidade:** possibilitar a interrupção de energia do troço de linha ou do equipamento defeituoso em menor tempo possível. As altas magnitudes de corrente produzidas por curto-circuitos devem ser isolados tão rápidos quanto o possível de modo a reduzir ou eliminar os impactos que estas podem provocar nos equipamentos do sistema.

- Sensibilidade: responder às anormalidades com menor margem de tolerância entre a operação e não operação dos seus equipamentos. Neste caso, as protecções devem ter características, não só de actuarem para defeitos francos, mas também para defeitos resistivos para qualquer condição de exploração da rede.
- Economia: investimento a ser feito compatível com o circuito e/ou equipamento que se quer proteger.

## 2.3 Zonas de Protecção

De forma a garantir a melhor coordenação entre os dispositivos de protecção recorre-se à definição de zonas de protecção primária. No caso de uma ocorrência na rede, as protecções responsáveis por esta zona de monitorização devem assegurar a actuação primeiro plano e no menor tempo possível, de forma a garantir que haja um mínimo de interrupções na rede preservando-se ao máximo a continuidade do serviço.

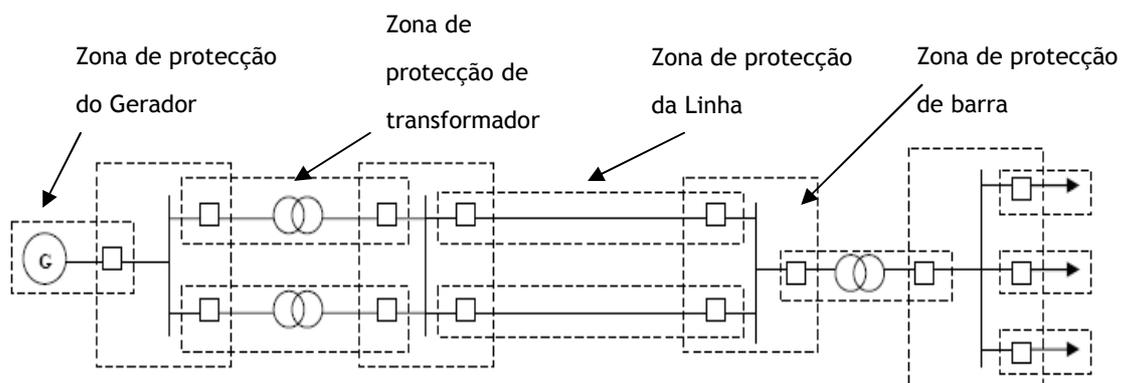


Figura 2.2 - Divisão das zonas de protecção dos relés de um sistema eléctrico [6].

Na Figura 2.2, observa-se que os circuitos dos disjuntores estão localizados na ligação com cada elemento de potência com o objectivo de desconectar somente o elemento em defeito. Uma zona de protecção é estabelecida em volta de cada elemento do sistema eléctrico. Isto permite que um defeito que ocorra dentro desta zona provoque a abertura dos circuitos dos disjuntores desta zona e não de outras. As protecções também devem assistir as zonas secundárias do circuito ou *backup*, a qual é responsável pela actuação caso a protecção primária falhe, conforme ilustrado na Figura 2.3. Esta filosofia só é possível quando inserimos uma temporização no dispositivo de protecção que protege a zona de *backup*. Esta temporização deverá levar em consideração parâmetros do tempo de processamento do sinal, dos relés de protecção e dos actuadores.

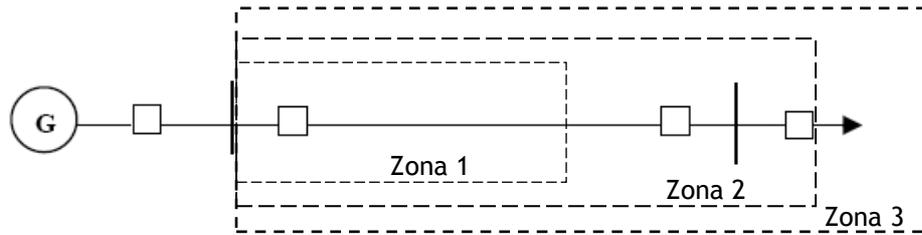


Figura 2.3 - Diagrama ilustrativo das zonas de protecção *backup* no sistema eléctrico.

## 2.4 Constituição Básica de um Sistema de Protecção

A protecção de qualquer sistema de distribuição está sob função de muitos elementos. A Figura 2.4 demonstra a característica básica de um sistema de protecção.

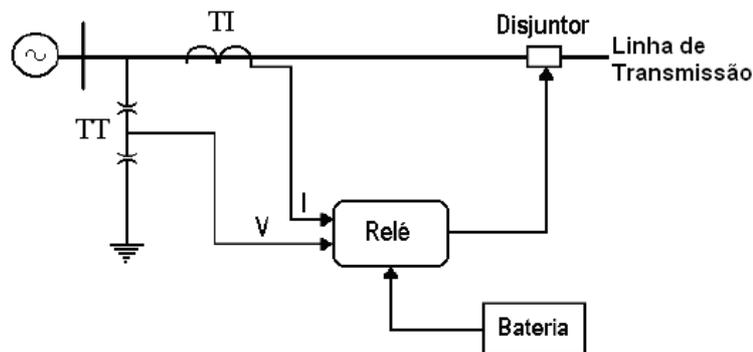


Figura 2.4 - Constituição básica de um dispositivo de protecção.

Um sistema de protecção é constituído basicamente por:

- Transformadores de Tensão e Intensidade (TT e TI): são equipamentos responsáveis pela adaptação da grandeza a ser medida às faixas usuais da aparelhagem. Os Transformador de intensidade (TI) e/ou um Transformador de Tensão (TT) são capazes de fornecer informações dos parâmetros de corrente e tensão do sistema e informar aos instrumentos de medida.

As grandezas medidas pelo TI e TT são enviados aos Relés que processam os sinais analógicos e, dependendo da informação do sinal, o relé pode enviar informação para abertura do disjuntor. A Figura 2.5 ilustra um TI (à esquerda) e um TT numa subestação da EDP distribuição.

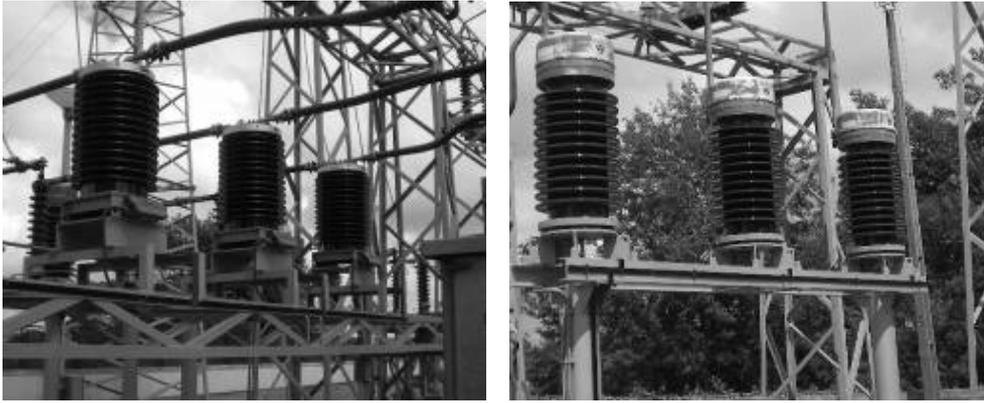


Figura 2.5 - Transformadores de intensidade e de tensão em uma subestação da EDP.

- **Disjuntor:** a informação obtida no relé é enviada para o disjuntor que é o principal dispositivo utilizado para isolar o defeito. Este possui um tempo de actuação rápida a fim de minimizar as consequência provenientes das altas magnitudes de corrente de curto-circuito para o próprio equipamento em si, e para a rede.
- **Circuitos de Corrente Contínua:** são responsáveis por assegurar a ininterrupta alimentação aos circuitos do relé e do disjuntor de forma a garantir o funcionamento destes equipamentos mesmo em que houver falta de alimentação na rede eléctrica.
- **Relé :** é o dispositivo responsável pelo processamento do sinal fornecido pelo TT e TI enviando uma informação para abertura do equipamento de corte. O relé é o elemento mais importante do equipamento de protecção. Ao possuir as informações relativas a uma ocorrência, a protecção ou relé de protecção procede à aplicação dos critérios de decisão pré-definidos mediante funções básicas de protecção.

## 2.5 Tipos de Relés de Protecção

Há uma grande variedade de relés de protecção no mercado e para as diversas aplicações, mas com o objectivo comum de garantir a fiável detecção e interpretação das ocorrências para protecção dos equipamentos do sistema eléctrico e, ao mesmo tempo, garantir ao máximo possível a continuidade do serviço. Para facilitar na identificação desta variedade de equipamentos, em um contexto global, o American National Standard Institute (ANSI) definiu um código numérico internacional para melhor especificar as características dos sistemas de protecção segundo sua grandeza física medida:

- Relé de correntes - Actuam segundo um determinado valor eficaz de intensidade (ANSI:#50;#51).
- Relé de tensão - Actuam segundo um determinado valor eficaz de tensão. Poderá ser máximo ou mínimo de tensão(ANSI:#27;#59).

- Relé de direccionais de potência - São sensibilizadas pelo valor do fluxo de potência na rede (ANSI:32).
- Relé de impedância - Actuam a partir da variação de impedância de uma linha ou do transformador(ANSI:#21).
- Relés diferenciais - Dispositivos sensibilizados pela variação escalar ou vectorial de duas grandezas, por exemplo tensão e corrente (ANSI:#87).
- Relés de frequência - Actuam pela variação de frequência na rede (ANSI:#81).
- Relés térmicos - Actuam em função da temperatura do equipamento a proteger (ANSI:#49).

Há ainda alguns relés considerados suplementares designados por:

- Relés temporizadores (ANSI:2).
- Relés auxiliares - (ANSI:94).
- Relés de sinalização - (ANSI:30).

No Anexos A encontra-se resumida o código ANSI das protecções mais utilizadas na rede.

### 2.5.1 Relés de Protecção Diferencial

Este relé de protecção compara a corrente que entra e sai na zona do equipamento protegido e actua quando a corrente diferencial comparada excede uma determinada magnitude pré-determinada. Este relé é considerado o mais eficaz para a protecção do sistema eléctrico. A sua principal aplicação é na protecção de transformadores, pois permite a detecção de defeitos nas espiras do equipamento. Qualquer diferença nas grandezas de corrente provocada pela passagem de corrente entre elas ou destas à massa, provoca o disparo imediato do dispositivo de protecção. Apesar desta filosofia de protecção ser bastante útil, erros associados às diferenças intrínsecas dos TI e erros associados componentes não nulas de corrente contínua de curto-circuito entre outros devem ser cuidadosamente analisadas.

#### a) Relés diferenciais amperimétricos

Um princípio de protecção diferencial é o amperimétrico, caracterizado por ser um dos métodos de protecção mais sensíveis e efectivos contra correntes de curto circuito. A Figura 2.6 representa um relé diferencial amperimétrico onde a corrente que entra no enrolamento ( $I_1'$ ) deve ser igual à corrente que sai do mesmo ( $I_2'$ ).

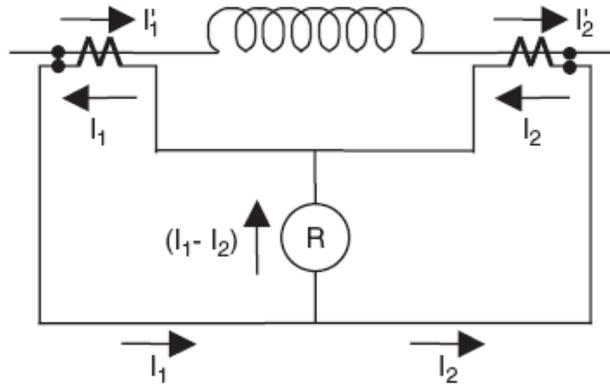


Figura 2.6 - Comparação diferencial de um relé amperimétrico.

Se uma defeito ocorrer no enrolamento, as correntes medidas  $I_1$  e  $I_2$  não serão iguais. Quando utilizado um enrolamento de protecção que efectue a soma algébrica destas duas correntes, o relé detecta a presença do defeito. De uma forma geral, este tipo de comparação feita por relés diferenciais, permite que este detecte pequenas amplitudes de correntes de curto-circuito.

#### b) Relés diferenciais percentuais

O relé percentual é o mais comum relé que caracteriza-se por possuir uma bobina de operação e outra de restrição, conforme demonstrado na Figura 2.7.

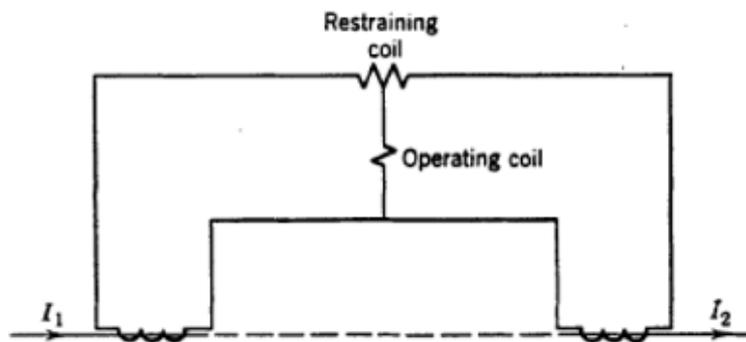


Figura 2.7 - Esquema de um relé diferencial percentual [6].

A corrente diferencial na bobina de operação é proporcional à  $I_1$  menos  $I_2$ , enquanto que a corrente na bobina de restrição é  $\frac{(I_1 + I_2)}{2}$ , visto que a bobina de operação é conectada no meio da bobina de restrição. Em outras palavras, se 'N' for o número de espiras da bobina de restrição, o total de ampère-espira é  $\frac{(NI_1)}{2} + \frac{(NI_2)}{2}$ , que é o mesmo que  $\frac{(I_1 + I_2)}{2}$  para a bobina de restrição. A característica de operação é ilustrada na Figura 2.8. O relé opera quando há conjugado positivo.

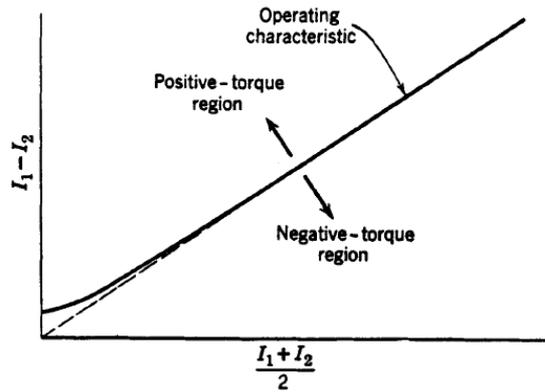


Figura 2.8 - Característica de operação do relé diferencial percentual [6].

A vantagem deste tipo de relé é a sua baixa susceptibilidade a operações indevidas, principalmente quando ocorre uma defeito fora de sua zona de protecção [6].

### 2.5.2 Relés de Protecção de Distância

A protecção de distância constitui a função de protecção principal de linhas de alta tensão, pois a sua característica de funcionamento tempo-distância permite obter um funcionamento rápido e selectivo na detecção de defeitos entre fases e fase-terra [7]. Esta também é considerada a função de protecção mais típica em um sistema de transmissão [8], pois:

- Permitem melhor selectividade, uma vez que são mais fáceis de coordenar entre si.
- A sua coordenação permite respostas mais rápidas, o que reduz o tempo a que os equipamentos estão sujeitos a situações de defeito
- As mudanças na configuração de exploração da rede têm uma influência menor na sua regulação.

Contudo, experiências mostram que apesar de alguns relés que apresentarem uma boa especificação técnica podem não responder a um desempenho satisfatório ao ser implementado na rede eléctrica [9].

#### a) Princípio de funcionamento

A actuação do relé de distância tem origem a partir de alterações significativas na impedância de defeito da linha. A protecção avalia impedância de defeito ( $Z_{defeito}$ ) baseada na relação entre o valor da tensão e corrente de curto-circuito ( $U_{cc}$  e  $I_{cc}$ ) na rede fornecidos pelos Transformadores de corrente (TI) e de tensão (TT), conforme representado na Figura 2.9. Caso o valor da impedância de defeito reduza o suficiente para encontrar-se dentro da

zona de operação da protecção, esta fará com que ela envie um sinal de comando para o disparo do disjuntor.

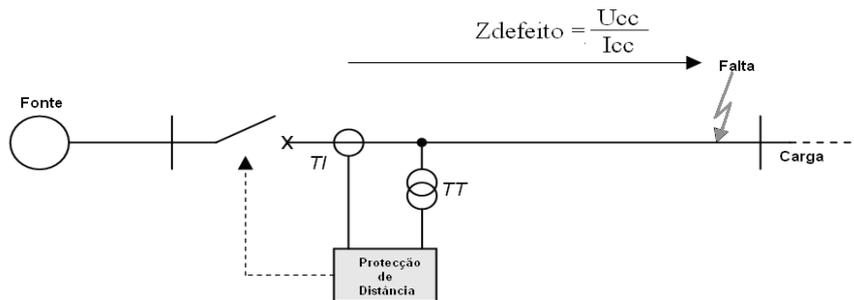


Figura 2.9 - Medição da impedância de defeito pela protecção [14].

Factores como, natureza do defeito, erros nas medidas do TT e TI dos transformadores de medida e da inexactidão do valor da impedância de linha são variáveis que alteram o valor da impedância real vista pela protecção [14]. Diante destas imprecisões, não é possível garantir uma protecção efectiva de todo o comprimento da linha à qual a protecção de distância está associada. Uma margem de segurança correspondente a 15-20% do comprimento da linha a proteger deve ser considerada, ficando assim, seleccionada a zona de protecção 1 (Z1). O Restante do comprimento da zona é protegida por uma segunda zona de protecção (Z2) de forma a assegurar a selectividade com temporização superior a Z1. Uma terceira zona (Z3) é usualmente aplicada de tal modo que a protecção do comprimento total da linhas vizinhas fique garantida. Por questões de selectividade esta zona é regulada para uma temporização de actuação superior a zona 2. O escalonamento temporal dos diferentes escalões de cada protecção permite a adopção de uma filosofia selectiva redundante. A ilustração das zonas de protecção é ilustrado na Figura 2.10.

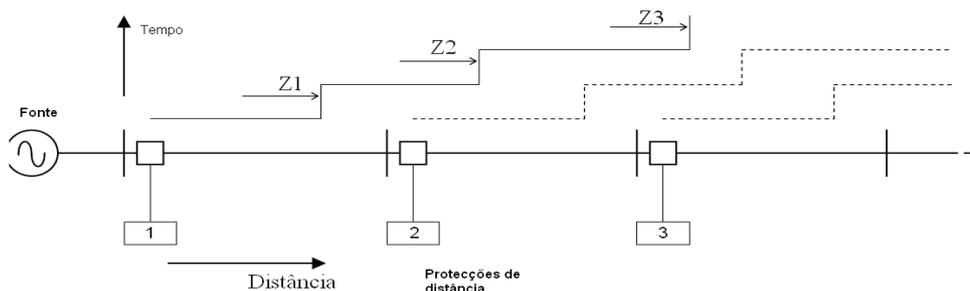
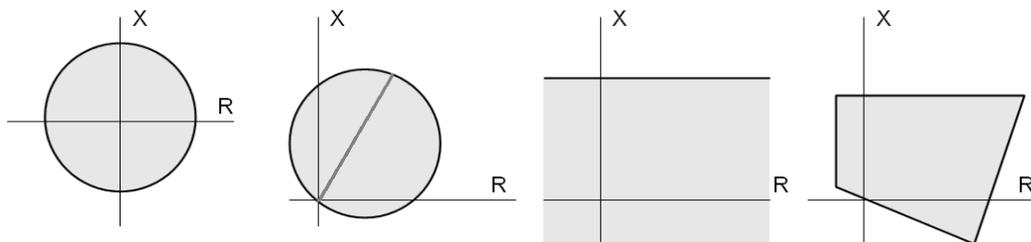


Figura 2.10 - Escalonamento temporal entre as diferentes zonas de protecção [14].

b) Diagrama característico de actuação

A forma representativa da impedância vista pela protecção e a sua característica de operação sobre o plano definido pelos eixos da resistência e da reactância é denominado diagrama R-X. O diagrama característico é considerado segundo a impedância vista pela

protecção. Esta é maior em condições normais de operação do sistema em relação à situações em que o relé de protecção opera nas condições de curto-circuito. Na condição de curto-circuito a impedância vista é a correspondente ao circuito compreendido entre o ponto em que se localiza a protecção e o ponto em que ocorreu o defeito. Para ilustrar este princípio, representa-se sobre o diagrama R-X, a impedância vista pela protecção e a sua característica de operação. Isto representa o valor limite da zona que se pretende proteger definida por uma área de operação sobre o diagrama, conforme ilustrado na Figura 2.12. A Protecção de distância irá actuar somente na condição em que o ponto definido pelas coordenadas da impedância vista pela protecção se encontrar dentro da área de operação. A forma da área de operação varia de acordo com o tipo de protecção. Na Figura 2.11 encontram-se ilustradas as formas da área de operação mais comuns.



**Figura 2.11** - Características de operação de diferentes tipos de protecções de distância. Da esquerda para a direita: Característica de impedância, MHO, reactância e poligonal [22].

Para a regulação dos alcances resistivos das protecções de distância, deve-se considerar as seguintes restrições [13]:

- O alcance resistivo deve ser maior do que a máxima expectativa de resistência de defeito (RF), comumente, a resistência de defeito entre fases é tomada igual à resistência de arco.
- Deve ser menor do que o módulo da mínima impedância de carga que corresponde ao fluxo de carga máxima, através do primário do TI que alimenta o relé. A impedância mínima de carga é calculada pela seguinte equação [40]:

$$Z_{\min} = \frac{U_n}{I_{L\max} \times \sqrt{3}}$$

Onde,  $Z_{\min}$  é a mínima impedância de carga da linha,  $U_n$  é a tensão nominal de operação da rede e  $I_{L\max}$  é a máxima corrente de carga na linha.

- Tipicamente, para os elementos de fase o alcance resistivo de cada zona deverá deixar uma margem de segurança mínima de 40%, ou seja, deverá ser menor ou igual

do que 60% da impedância de carga. Para o elementos de terra, a margem é de 30% [40].

Na ausência de uma padronização no ajuste do alcance resistivo nos relés de protecção instalados nas redes eléctricas da EDP, definiu-se que, para defeitos fase-terra, o alcance resistivo será o dobro do alcance reactivo e para defeitos entre fases foi definido que o alcance resistivo é igual ao alcance reactivo, tendo em conta os valores da impedância mínima de carga, cujos valores são bem superiores ao da linha e o histórico de defeitos resistivos ocorridos em suas redes eléctricas. A ilustração da Figura 2.12 é apresentada a característica do modo de operação do relé, a carga medida e a impedância de curto-circuito no plano R-X, sendo a relação destes três componentes um indicador da performance da protecção do sistema.

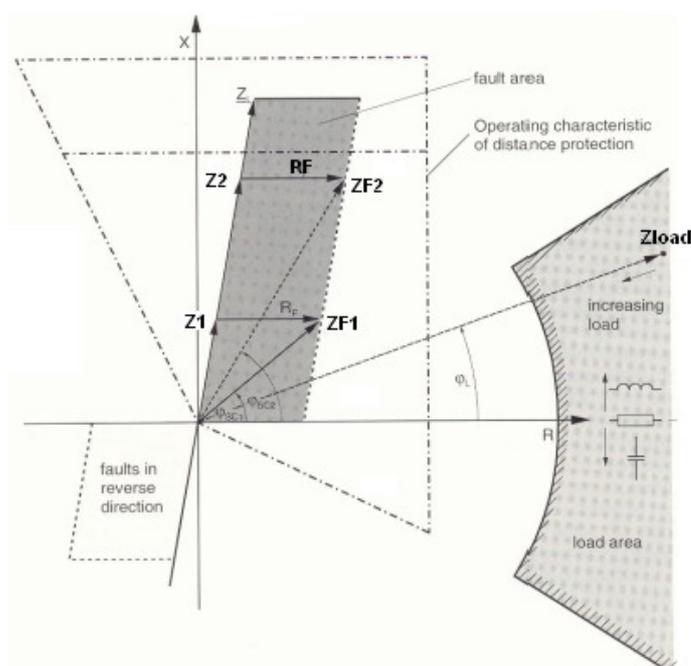


Figura 2.12 - Figura representativa do plano R-X de uma protecção de distância [40].

A impedância da carga ( $Z_{carga}$ ) é definida pela área indicada com o seu ângulo  $\phi$ . Após a ocorrência de um defeito, a impedância média torna-se inferior à de carga correspondente aos valores  $Z1$  e  $Z2$ . Na presença de um arco resistivo ou um defeito resistivo uma componente  $RF$  é adicionada a impedância de defeito  $ZF1$  e  $ZF2$ . Os ângulos de defeito medidos entre a corrente e a tensão de curto-circuito passam a ser o  $\phi_{sc1}$  ou  $\phi_{sc2}$ , respectivamente.

### 2.5.3 Relés de Máxima Intensidade

A protecção de máxima intensidade ou MI é o mais simples e barato elemento de protecção e é utilizado onde o baixo custo é um importante factor. É projectado para operar quando um surto de corrente não desejado sensibiliza o dispositivo de forma a disparar o disjuntor. Este dispositivo de protecção também é o mais difícil de se implementar em algumas aplicações as quais é necessário o reajuste ou mesmo substituição quando há alterações na configuração da rede do sistema eléctrico [10]. Ele é geralmente utilizado para protecção de curto-circuitos fase-terra e entre fases em redes de distribuição e em algumas linhas de transmissão. Também é geralmente utilizado para protecção em sistemas industriais de utilidade e em algumas linhas subtransmissão onde o custo da implementação de relés de distância não é justificado [15]. Estes relés possuem elementos de protecção temporizada e instantânea.

#### a) Relés de Máxima Intensidade Temporizado

A principal aplicação de dispositivos de máxima intensidade com elemento temporizado é nas linhas com configurações radiais, onde estes fornecem tanto protecção de fase, quanto fase-terra [10]. Este relé podem ser divididos segundo a natureza do defeito a detectar, caso seja defeito de fase (MIF), designado pela simbologia  $I>$  ou defeitos à terra (MIH), designado pela simbologia por  $Io>$ .

A característica do tempo de atraso do relé é um parâmetro independente que pode ser obtido de várias formas, dependendo do modelo do relé. Em relés electromecânicos, com discos de indução, este tempo de atraso é realizado através do movimento do contacto relativo em relação a um contacto fixo. Quanto mais longe estiver este contacto relativo, maior será o tempo de atraso para a actuação do relé. Quanto maior for a amplitude de corrente maior será a velocidade do disco de indução e, portanto, menor será o tempo de actuação. Essa é a chamada curva inversa temporizada. Em relés digitais, o tempo de atraso é estabelecido através do uso de algoritmos com clocks internos [22]. O objectivo do ajuste do tempo de atraso é estabelecer a coordenação entre os relés. Uma família de curvas pode ser estipulada para dois ou mais relés, mas podendo operar em tempos de diferentes.

Um complemento básico deste tipo de protecção pode ser um relé de duas fases e de terra que protege qualquer combinação de defeitos de fase-fase e fase-terra. Há dois tipos de ajuste que são realizados em relés de máxima intensidade temporizado, que é o valor de *pickup* e o tempo de atraso. O ajuste de *pickup* tem como objectivo proteger a linha da rede eléctrica contra os curto-circuitos que nela ocorrem.

- Relés de Máxima Intensidade de Fase (MIF)

No caso do relé MIF o ajuste de *pickup* deve ser superior a corrente máxima de operação da rede, caso contrário, o relé poderá actuar indevidamente. Deve ser então considerada uma

margem de segurança para o ajuste deste valor. Normalmente, é utilizada 1,5-2 vezes a corrente máxima de operação. Como o papel do relé de máxima intensidade é protecção contra curto-circuito, o valor da corrente de pickup deve ser inferior à menor corrente de falta. A menor corrente de curto-circuito ocorre quando há defeitos monofásicos à terra. Baseado nesta informação, o ajuste do valor de *pickup* ( $I_p$ ) deverá ser [22]:

$$(1,5a2) Imáx \leq I_p \leq \frac{1}{3} I_{cc \min} \quad (2.1)$$

Onde,  $Imáx$  é a corrente máxima de operação e  $I_{cc \min}$  é a mínima corrente de curto-circuito. O ajuste de *pickup* é o primeiro ajuste a ser realizado, considerando a corrente máxima de operação e a mínima de curto-circuito no primário do TI. Através da relação de transformação do TI a corrente do secundário é calculada.

- Relés de Máxima Intensidade Homopolar (MIH)

Este dispositivo de protecção é utilizado para detectar defeitos fase-terra na maioria das linhas de transmissão onde a protecção de distância é utilizada para protecção de defeitos de fases. São capazes de detectar defeitos fase-terra muito resistivos cuja zona de alcance da protecção de distância não é capaz de detectar.

Uma solução para detecção da componente homopolar pode ser obtida através da ligação em estrela de três relés de máxima intensidade conhecida por “conexão residual” [23] composto por um relé por cada fase e um outro no neutro, demonstrado na Figura 2.13.

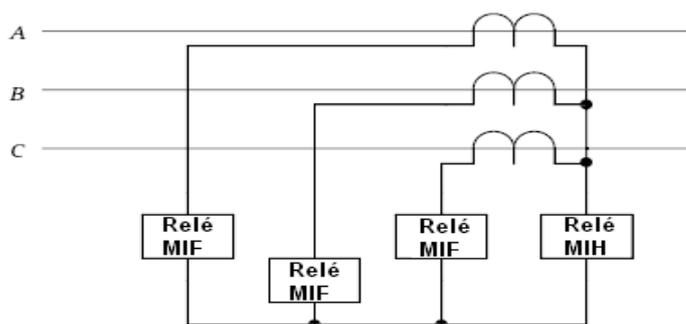


Figura 2.13 - Ilustração da conexão residual para detecção de defeitos fase-terra.

A existência de correntes homopolares resulta da soma das correntes das fases, quando estas são diferentes de zero. Esta situação ocorre somente quando houver uma corrente de desequilíbrio na rede, o que significa que o condutor de neutro está a ser percorrido por uma corrente que será tanto maior, quanto maior o desequilíbrio entre as fases. No entanto, esta solução apresenta baixa sensibilidade para pequenos desequilíbrios.

A outra alternativa é a medição da corrente de desequilíbrio utilizando a conexão Ground Sensor [23], representado na Figura 2.14. Esta montagem apresenta maior sensibilidade e

precisão, pois a medida é mais directa. O princípio de funcionamento da conexão ground sensor está relacionada com o desequilíbrio do campo electromagnético entre as três fases da rede eléctrica. Para as situações em que houver este desequilíbrio, o somatório dos campos torna-se diferente de zero induzindo um sinal tensão nos terminais do toróide.



**Figura 2.14** - Ilustração de uma conexão Ground Sensor para Protecção Homopolar de Média Tensão.

Um relé MIH deve detectar todos os defeitos fase-terra dentro de sua zona de protecção, mediante condições que garantam a mínima detecção de corrente de curto circuito. Desta forma, é de grande importância o cálculo da corrente defeito fase-terra ou homopolar através da corrente de sequência zero. Normalmente, a corrente homopolar é cerca de 10-30% da corrente máxima de operação da rede. Este valor de ajuste indica que o valor da corrente de *pickup* do elemento homopolar deverá ser:

$$I_p = (0,1a0,3) \times I_{max} \quad (2.2)$$

Onde,  $I_p$  é a corrente de pickup do elemento homopolar de terra e  $I_{máx}$  é a corrente de carga máxima da linha protegida.

#### b) Relés de Máxima Intensidade Instantâneo

O termo instantâneo significa que não há intenção de atraso na actuação do relé e é aplicado para relés que operam um tempo mínimo, normalmente em torno de 100 milissegundos. A designação simbólica para este elemento é dada por  $I>>$ , para detecção de defeitos de fase e  $Io>>$  para defeitos à terra. A actual filosofia de protecção da EDP define apenas o nível  $Io>$  para a detecção de defeitos homopolares na linha [7].

Frequentemente, um relé de máxima intensidade instantâneo e um temporizado são fornecidos juntos, pois as duas funções são requeridas em conjunto. Essas funções são ajustadas independentemente, mas são actuadas pela mesma variável.

O princípio de actuação deste tipo de relé é o mesmo que o do relé temporizado, entretanto, a sua actuação é instantânea. O elemento temporizado possui a característica de que quanto maior a proximidade com a fonte de energia, maior é o tempo de actuação do

relés. Entretanto, quanto maior esta proximidade da fonte, maior é a corrente de curto-circuito. Esta situação seria um problema caso não fosse utilizado relés instantâneos.

#### 2.5.4 Funções de Protecções

A operação básica do relé baseado em microprocessador é amostrar a corrente e/ou tensão. A magnitude e o ângulo de fase das correntes e tensões são calculados e utilizados com uma combinação de lógica programável para fornecer a função de protecção [25,26]. A combinação de elemento instantâneo, tempo definido e tempo inverso de fase, homopolar e elementos de sequência negativa irá resultar em uma significativa redução na duração da corrente de curto-circuito [24].

Estes tipos de relés podem ser classificados segundo às suas funções de protecções:

**Instantâneos** - O relé detecta a anomalia e fornece uma informação de forma instantânea ao disjuntor para proceder a abertura do circuito eléctrico. Ao utilizar mais de um dispositivo deste na linha, são parametrizados atrasos para efeitos de coordenação. À medida que aproxima-se da fonte este atraso torna-se mais elevado.

**Tempo definido** - Nos relés de tempo definido, a temporização ou retardo de actuação não depende da intensidade da corrente. É introduzido um tempo intencional de atraso para o seu disparo, conforme caracterizado na Figura 2.15.

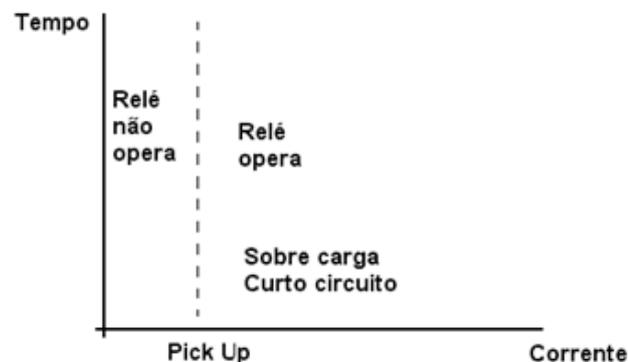


Figura 2.15 - Curva do relé de protecção de tempo definido.

**Tempo inverso** - Introduzem um tempo de atraso variável à sua operação, que é função do valor da corrente secundária do dispositivo de protecção. Quanto maior o valor da corrente secundária do dispositivo, menor é o tempo de atraso na sua operação, ou seja, mais rápida é dada a ordem de abertura ao disjuntor associado. A curva de actuação pode ser de três tipos: inversa, muito inversa ou extremamente inversa. O tempo de actuação destes relés foram definidos segundo IEC60255-3 em 1989. Por esta norma, as características da curvas também são traçadas para valores do múltiplo (k) variando, geralmente, entre os valores de 1,0 a 2,0.

- Curva Normal Inversa:

$$T = TMS \times \frac{0,14}{\left(\frac{I_{cc}}{I_p}\right)^{0,02} - 1} \quad (2.3)$$

- Curva Muito Inversa

$$T = \frac{13,5}{I_p - 1} \quad (2.4)$$

- Curva Extremamente Inversa

$$T = \frac{80}{I_p^2 - 1} \quad (2.5)$$

Onde T é o tempo de disparo do relé de protecção, TMS é o parâmetro característico da curva,  $I_{cc}$  é a corrente de curto-circuito primária do relé e  $I_p$  a corrente de *pickup* do relé de protecção. As curvas características das funções são representadas na Figura 2.16.

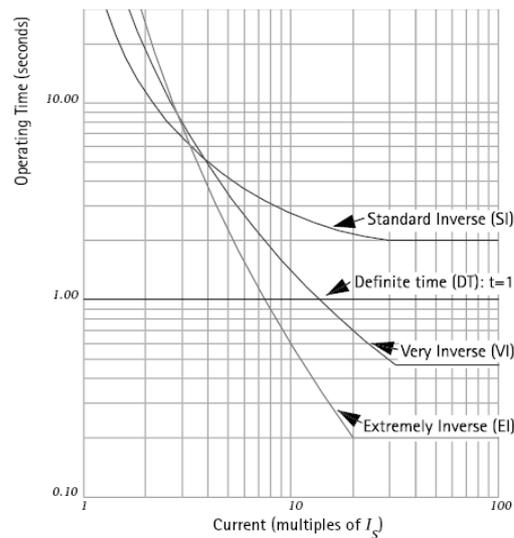


Figura 2.16 - Curvas características das funções de protecções [13].

### 2.5.5 Relés Digitais

A protecção digital de sistemas eléctricos de potência surgiu nas décadas de 60 e 70, quando vários pesquisadores desenvolveram diferentes algoritmos para relés de distância para protecção de linhas de transmissão.

A técnica de protecção digital está actualmente consolidada, mas continua sendo uma área de investigação activa, tendo em vista o desenvolvimento dos microprocessadores. A tecnologia digital tem se tornado a base da maioria dos sistemas de uma subestação,

actuando nas funções de medição, comunicação, protecção e controlo. Desta forma, além das funções de protecção, o relé digital pode ser programado para desempenhar outras tarefas, como por exemplo, medir correntes e tensões dos circuitos. Outra importante função deste tipo de relé é o auto diagnóstico. Esta função faz com que o relé realize uma supervisão contínua de seu hardware e software, detectando qualquer anormalidade que apareça e que possa ser reparada antes que o relé opere incorrectamente ou deixe de fazê-lo na ocasião certa. Dentro das características dos relés digitais, encontram-se:

- Oscilografia e análise de sequência de eventos - a habilidade dos sistemas de protecção em armazenar amostras das grandezas analógicas e o status de contactos num intervalo de tempo, possibilita a análise de perturbações.
- Melhor exploração do potencial das funções de protecções - O relé digital possui incorporados funções de protecções as quais podem ser combinadas para adaptar a sua sensibilidade à rede a ser protegida.
- Localização de defeitos - o principal benefício obtido é a redução do número de defeitos permanentes, através da manutenção correctiva em pontos indicados pela reincidência de defeitos transitórios, tais como as causadas por queimadas, descargas atmosféricas ou isoladores danificados.
- Compartilha dados através de redes de comunicação - Esta característica proporciona a melhor interface homem-máquina para além de proporcionar a protecção da linha, através da partilha de informações, através de canais de comunicação.
- Monitorização de disjuntores - o tempo de abertura e fecho de um disjuntor também pode ser monitorizado através dos relés usados para disparo e religamento.

As características de um relé digital permite uma melhoria na performance da protecção do sistema eléctrico, as quais destacam-se na[27]:

- **Melhora na Confiabilidade Global** - O recurso de auto teste permite ao relé digital fornecer informações de forma a determinar se os seus subsistemas encontram-se a funcionar correctamente [26].
- **Comunicação** - Através de um canal de comunicação, o relé pode transmitir/receber qualquer informação relativa à tarefa de protecção (ocorrência de eventos, ajustes e outros).
- **Flexibilidade** - No software do dispositivo encontra-se a inteligência do relé onde são parametrizados as curvas e funções de protecção com maior rapidez. As funções secundárias implementadas ao lado da função principal (oscilografia, registo de eventos, religamento, falha do disjuntor), permite uma maior fiabilidade da protecção. Os relés também possuem a funcionalidade denominada de protecção adaptativa. As características de um hardware padronizado permite maior facilidade em casos de intervenções de manutenção do relé.

- **Facilidade de Integração com Novas Tecnologias** - Os relés digitais possuem portas de comunicação que permitem a sua conexão com fibras ópticas para transmissão e recebimento de sinais, TT's e TI's ópticos, integração com sistema de Supervisão e Controlo da Subestação.
- **Melhor estabilidade a longo prazo** - Este era um dos problemas principais que existiam nos relés de protecção estáticos, onde o envelhecimento dos componentes discretos (resistores, capacitores, indutores, etc), provocavam a alteração da actuação destes equipamentos assim como reduziam a sua vida útil.

#### a) Arquitectura de um Relé Digital

O diagrama esquemático do hardware de um relé digital para a protecção de linhas de transmissão e o fluxo de informações entre as unidades em termos do processamento digital de sinais é apresentado na Figura 2.17. No relé se aplicam sinais analógicos provenientes dos transdutores primários de corrente e potencial, e sinais discretos que reflectem o estado de disjuntores, chaves seccionadoras e outros relés. O sinal analógico é convertido, através de um conversor analógico digital, para a forma digital em intervalos de tempo constantes denominados intervalos de tempo entre amostras antes de entrar na central de processamento (CPU). O sinal discreto de saída do relé é processado no subsistema de saídas discretas, que geralmente inclui relés electromecânicos auxiliares, para provê-lo de saídas tipo contacto. Como primeira etapa do esquema, tem-se a entrada de dados, que são os sinais de tensão e corrente contínuos no tempo, provenientes do sistema de potência. A seguir, os sinais são transformados na forma digital e interpretados pelo algoritmo. Infelizmente, o processo de discretização introduz alguns erros nos sinais de entrada que precisam ser considerados causados, por exemplo, pelos transdutores e saturação dos TI's.

O relé digital é constituído de sub módulos com funções bem definidas, as quais mostram os estágios de condicionamento a que os sinais de entrada do relé são submetidos desde a entrada até o processamento e são classificados e compostos por três subsistemas fundamentais [27]:

- subsistema de condicionamento de sinais.
- subsistema de conversão de sinais.
- subsistema de processamento digital de sinais.

A Figura 2.17 representa a arquitectura de um relé digital amplamente utilizado para a protecção de sistemas eléctricos.

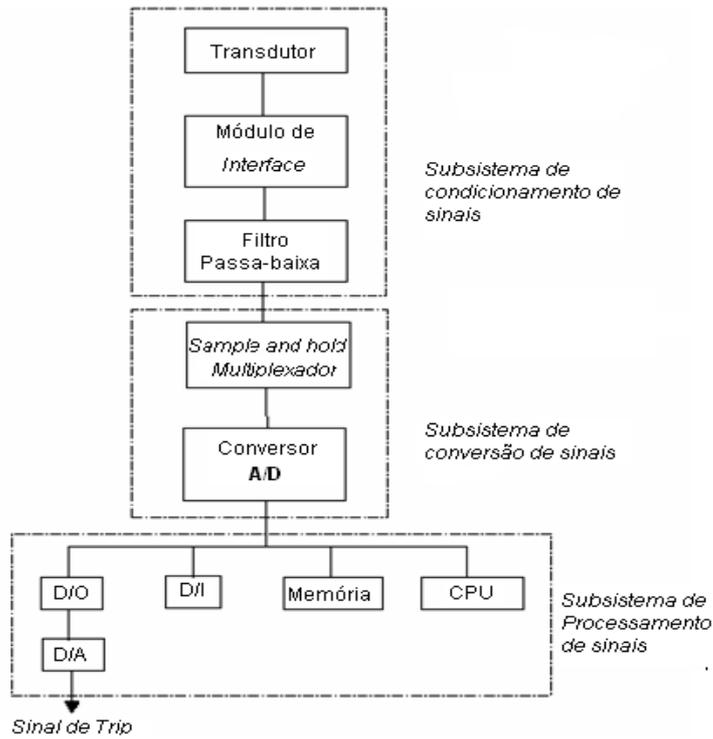


Figura 2.17 - Diagrama esquemático de hardware do relé digital.

Onde, D/O é a saída de dados, D/A é o conversor digital-analógico, D/I é a entrada de dados, A/D é o conversor analógico-digital e CPU é a unidade central de processamento.

# Capítulo 3

## Coordenação e Selectividade Do Sistema de Protecção

Neste capítulo será abordado algumas técnicas de selectividade que actualmente são implementadas em redes eléctricas. Alguns dos problemas inerentes à aplicações de relés de protecção redes radiais e emalhadas, bem como, as características de algumas funções de protecção serão discutidas. Por fim, será feita uma breve revisão de algumas técnicas utilizadas para contornar as limitações do sistema de protecção diante das configurações de redes radiais e emalhadas.

No sistema de protecção considera-se os relés coordenados entre si quando é capaz de isolar e remover uma anormalidade da rede sem que o resto do sistema eléctrico seja afectado. A selectividade no sistema do sistema de protecção é a capacidade de dois relés não operarem simultaneamente para um defeito dentro da intersecção das zonas de protecção. O dispositivo de protecção mais próximo do defeito deverá actuar antes do relé de *backup*.

### 3.1 Discriminação por tempo e corrente em relés de Máxima Intensidade (MI)

Entre os métodos utilizados para obter uma coordenação correcta dos relés estão aqueles utilizando recursos como, ajuste por tempo ou corrente ou a combinação entre as duas. O objectivo comuna destes métodos é fornecer uma correcta actuação do dispositivo de protecção para isolar a secção do defeito na rede eléctrica deixando o resto do sistema sem perturbação.

### 3.1.1 Discriminação por Corrente

Esta técnica é baseada no pressuposto que a corrente de curto-circuito ao longo do circuito protegido diminui à medida que distancia-se da fonte geradora [15]. Se o relé de protecção estiver ajustado para disparar a uma corrente mais elevada, junto à fonte geradora, eleva-se o risco de danos nos equipamentos além de ser impossível definir a zona em que a defeito foi produzido. Esta situação é difícil discernir se o relé deverá actuar ou não. Outro inconveniente deste método é que para garantir que os defeitos sejam correctamente eliminados é necessário ajustar as protecções à montante segundo os valores de curto-circuito junto ao barramento remoto. Este facto pode conduzir a uma selectividade errónea entre as protecções, já que defeitos imediatamente após ao barramento remoto pode provocar disparo do relé instalado à montante.

A Figura 3.1 ilustra o problema em um sistema radial. Cada secção necessita apenas de um disjuntor do lado da fonte. Para eliminar o defeito (1) e outros defeitos localizados à direita, apenas o disjuntor na subestação R precisa ser desligado. Para eliminar defeitos entre a subestação H e R, o disjuntor da subestação H deve ser desligado.

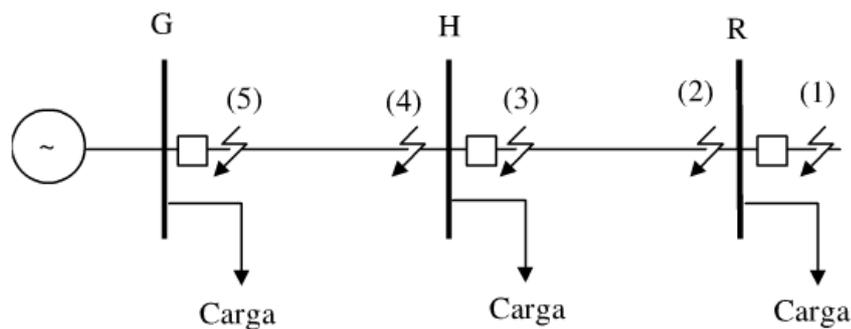


Figura 3.1 - Filosofia de protecção para redes radiais com fonte única de geração.

Nenhum dos relés pode distinguir se o defeito está na linha protegida, no barramento remoto, ou em uma linha adjacente. Os relés localizados na subestação H não pode distinguir os defeitos (1) e (2) ou em outro ponto à jusante porque a magnitude da corrente medida é a mesma em todo o circuito. Um disparo do relé localizado na subestação H não é desejável para um defeito em (1).

### 3.1.2 Discriminação por Temporização

Este tipo de discriminação é utilizado em protecções MI de tempo definido. Para assegurar a selectividade em redes radiais, o tempo de operação da protecção localizada à montante é incrementado com o tempo do relé localizado no barramento remoto. Este tipo de escalonamento é obtido por dispositivos de protecção com características de tempo definido, o qual consiste num elemento instantâneo seguido de uma temporização.

O problema deste tipo de discriminação é que à medida que aproxima-se da fonte geradora o valor da corrente de curto-circuito torna-se maior e o tempo para eliminação de defeitos também aumenta devido ao escalonamento temporal. Este facto se torna um enorme inconveniente, pois os defeitos podem produzir elevadas magnitudes de corrente que têm como consequência o desgaste dos equipamentos e o stress induzido [28]. Outro problema é que ao elevar o tempo para eliminação do curto-circuito, poderá aparecer desequilíbrios no sistema e provocar cavas de tensão levando outros dispositivos de protecção a actuarem e provocar o disparo das protecções dos circuitos sãos.

### 3.2 Coordenação em Sistemas Eléctricos Radiais

A rede radial da Figura 3.2 é o tipo de configuração em que o fluxo de energia percorre em um só sentido. É considerada a mais barata e simples configuração, mas tem alta taxa de descontinuidade de energia e perdas de consumidores. Um defeito no início do troço de linha poderia deixar a maioria da rede sem energia e isto, caracteriza a sua baixa confiabilidade. Com as actuais exigências a nível de continuidade de fornecimento, este tipo de configuração não é o menos atractivo. Uma solução para este problema é a utilização de recursos que permita que o trecho defeituoso seja isolado e a rede possa ser alimentada pela mesma fonte de energia ou uma fonte vizinha.

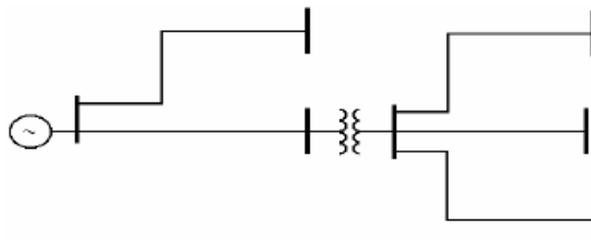


Figura 3.2 - Filosofia de protecção para redes radiais com fonte única de geração.

A coordenação de uma protecção de máxima intensidade (MI) pode ser exemplificada através da Figura 3.3, que mostra linhas radiais e a característica tempo distância dos relés associados.

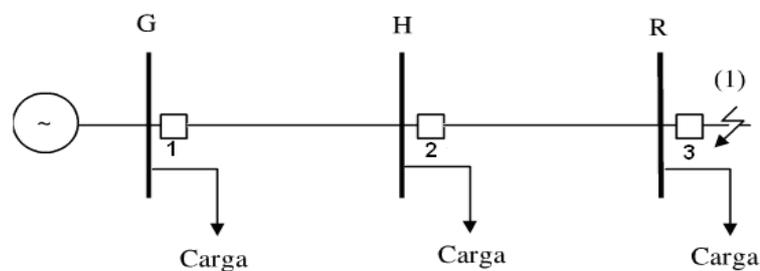


Figura 3.3 - Coordenação de protecção em rede radial.

Uma defeito na rede localizado em (1) provoca o disparo do relé do barramento R accionando o disjuntor 3. O relé associado ao disjuntor 2 possui uma temporização superior para permitir a coordenação com o relé do barramento R. Da mesma forma, o relé do disjuntor 1 coordena com o relé do disjuntor 2 por meio de uma temporização. A sequência na qual os relés devem ser coordenados deve começar pelo relé do disjuntor 3 e ir até o disjuntor 1. Entretanto, esta metodologia simplifica a coordenação em demasia já que, excepto para algumas partes de sistema de distribuição, a rede da Figura 3.3 não apresenta, verdadeiramente, a maioria dos sistemas reais onde a configuração em anel é regra e os radiais a excepção [15].

### 3.3 Coordenação em Redes Emalhadas

É o tipo de rede caracterizada por formar uma malha fechada com uma ou mais fontes de geração de energia conectada. Esta configuração permite que o sistema seja alimentado em ambos os terminais da linha de forma que a queda de tensão reduza, conforme ilustra a Figura 3.4. As três principais características para a qual a este tipo de rede foi inicialmente projectada são a continuidade, flexibilidade e confiabilidade [29]. Isto oferece um alto nível de segurança durante as perturbações ou em condições de manutenção. O troço de linha defeituoso pode ser isolado manualmente ou automaticamente e, desta forma, a energia poderia ser entregue aos consumidores através das linhas sãs do circuito. Outra vantagem é que distúrbios provenientes de curto-circuitos em uma parte do circuito da rede pode não afectar as outras partes interligadas. As redes interligadas tem grande reserva de energia que aquelas que trabalham isoladamente, oferecendo caminhos alternativos para a alimentação de consumidores.

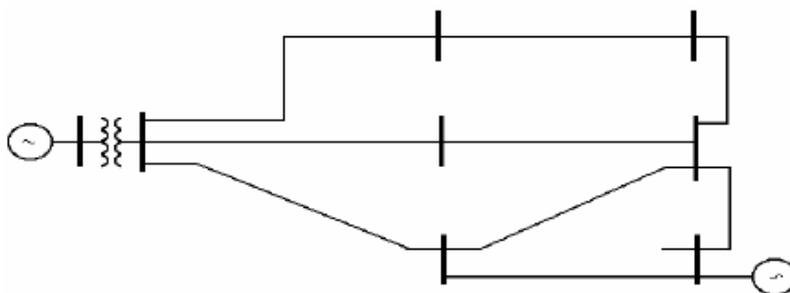


Figura 3.4 - Característica de uma rede emalhada.

Na rede emalhada não é possível definir a selectividade utilizando somente funções de protecção de MI sem recurso à direccionalidade, devido ao facto de haver mais de um fluxo de potência no circuito. Desta forma, é necessário utilizar protecções com elemento direccional que detecta o sentido do fluxo da corrente.

O escalonamento temporal para parametrizar as protec es não é conveniente devido ao número de pontos de injeção de energia que estão em paralelo que contribuem para a corrente de curto-circuito na linha a que estão conectados.

O sistema em anel mostrado na Figura 3.5, em que as protec es MI direccionais são representadas com uma seta, mostram a direcção do fluxo de corrente para os quais os relés devem actuar. Nos relés (e) e 5 a corrente de curto-circuito pode fluir apenas na direcção para a qual a operação   desejada e, não sendo obrigatoriamente necessária a direcionalidade nestes relés.

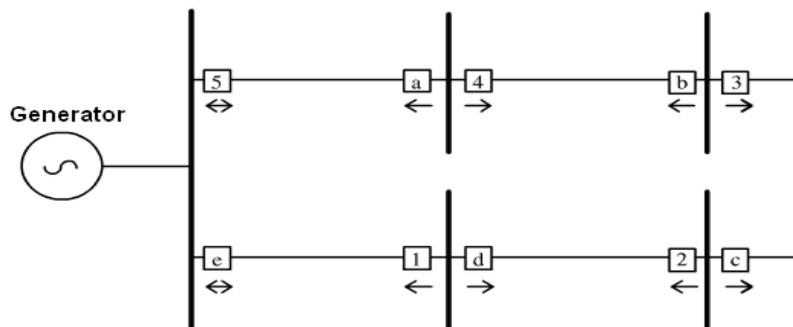


Figura 3.5 - Coordenação de protec es com fonte de geração simples [6].

Em princípio, o procedimento de coordenação para relés nestes tipos de configurações de rede é o mesmo utilizado para os circuitos radiais, são que agora utiliza-se a direcção de coordenação, isto é, o relé mais distante é ajustado primeiro e a sequência inicia a partir deste relé. Desta forma, a ordem dos dispositivos a ajustar no sentido horário   1,2,3,4,5 e no outro sentido é a, b, c, d, e.

O problema do ajuste de relés Máxima Intensidade em circuito emalhado aparece quando geradores de energia estão localizados em várias subestações ao longo da rede. O problema neste caso, é definir por onde começar a regulação dos dispositivos de protec es. A discriminação por tempo   difícil de implementar e a combinação das discriminações por tempo e corrente pode não ser possível [32]. A situação torna-se mais complexa de solucionar quando o circuito de uma rede faz parte de outras redes emalhadas.

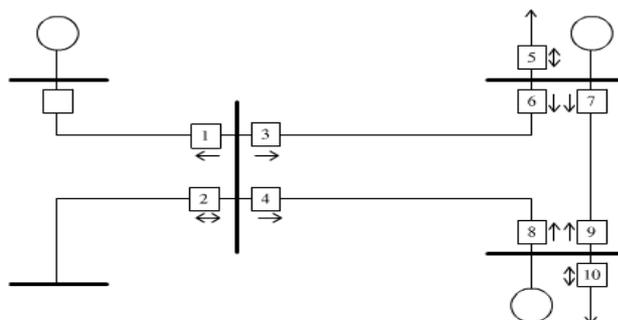


Figura 3.6 - Rede emalhada com várias fontes de geração[28].

O sistema eléctrico da Figura 3.6 exemplifica este problema. O procedimento para ajuste dos relés será:

- O relé do disjuntor 3 deve coordenar com os relés do disjuntor 5 e 7.
- O relé do disjuntor 7 deve coordenar com os relés do disjuntor 8 e 1.
- O relé do disjuntor 8 deve coordenar com os relés do disjuntor 1,2,3.

No sentido anti-horário, o ajuste será:

- O relé do disjuntor 4 deve coordenar com os relés do disjuntor 9 e 10.
- O relé do disjuntor 9 deve coordenar com os relés do disjuntor 5 e 6.
- O relé do disjuntor 6 deve coordenar com os relés do disjuntor 1,2,4.

Como pode ser visto neste processo interactivo, os anéis não são independentes. O ajuste em ambos os anéis depende dos ajustes de relés em outros circuitos e/ou anéis. Estes outros circuitos podem estar nas saídas dos dispositivos de protecção 1, 2, 5, e 10. O principal problema que um engenheiro de protecção enfrenta no início do processo de coordenação de um sistema, é determinar os relés de partida. Devido às interligações do sistema eléctrico, estes relés de partida podem entrar no cálculo do processo de coordenação mais que uma vez. Esta situação dificulta ainda mais quando no loop há mais de uma fonte de tensão envolvida. Neste caso, o problema é saber por onde começar a fazer o ajuste dos dispositivos de protecção. Esta situação demonstra que a coordenação para um sistema emalhado é muito mais difícil e complexo de solucionar. Algumas técnicas, voltadas para optimização para coordenação em redes interconectadas [41,42], são algum dos recursos estudados para sobrepor estas limitações.

### **3.4 Critérios de Ajuste das Protecções de Máxima Intensidade**

O principal objectivo do estudo da coordenação e selectividade do sistema de protecção é melhorar a qualidade do serviço de fornecimento de energia eléctrica prestado ao consumidor. Para isso, é necessário um amplo conhecimento do sistema eléctrico que se deseja proteger e dos dispositivos de protecção disponíveis. O ponto de partida é normalmente o diagrama unifilar do circuito que mostra todas as informações necessárias como, a localização dos transformadores, disjuntores, religadores, chaves de manobra e chaves fusíveis com as principais características de cada dispositivo. O comprimento das linhas e a secção dos condutores utilizados também devem ser informados, assim como a potência e a demanda das cargas conectadas.

### 3.4.1 Filosofia dos Ajustes Do sistema de Protecção

Os relés MIF e MIH devem ser sensíveis ao curto-circuito mínimo no final do trecho dentro de sua zona de protecção para as condições de mínima e máxima geração [15]. Os dois passos para o ajuste do relé são a definição da corrente de *pickup* e o ajuste do seu tempo de actuação. Para o primeiro passo, o relé R1 deverá disparar para curtos circuitos na própria linha e ser sensibilizado para curtos circuitos no final da linha do barramento remoto, de forma a garantir a protecção *backup*.

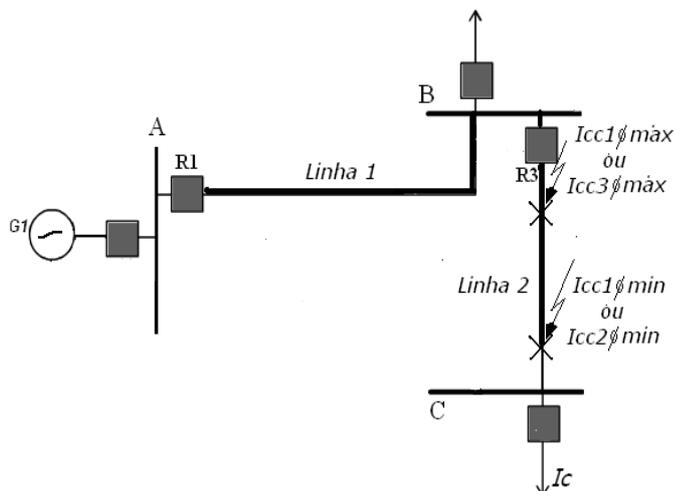


Figura 3.7 - Ponto de localização das correntes de curto-circuito para ajuste dos relés.

Para um relé MIF a corrente mínima de curto-circuito a ser calculada é a fase-fase ( $I_{cc2\phi min}$ ) e para um relé MIH é adoptada a corrente de curto-circuito fase-terra e, ambos sob a condição de mínima geração. Em termos comparativos, a corrente de curto-circuito fase-fase é cerca de 86% da corrente de curto-circuito trifásica [15].

Para o segundo passo, partindo do pressuposto que o tempo de actuação mínimo do relé R3 é conhecido, o ajuste de tempo do relé R1 é obtido a partir deste valor temporal. O ajuste temporal deverá ser sob a condição de máxima geração considerando a máxima corrente de curto-circuito que poderá fluir imediatamente após o barramento B.

### 3.4.2 Transformador de Intensidade (TI)

Para proceder ao ajuste da corrente de actuação de um relé de Máxima intensidade é necessário, em primeiro lugar, a definição da relação do TI que irá alimentá-lo. A relação de transformação do transformador de intensidade (RTI) que alimenta um relé deve respeitar aos seguintes requisitos:

- A corrente nominal primária do TI ( $I_{pi}$ ) deve ser maior do que a razão entre a corrente de curto-circuito máximo ( $I_{ccmax}$ ) no ponto da instalação e o factor de sobrecorrente do TI (FS). Geralmente, FS=20 .

$$I_{pi} \geq \frac{I_{cc \max}}{FS} \quad (3.1)$$

- A corrente nominal primária do TI deve ser maior do que a máxima corrente de carga ( $I_{cmax}$ ) a ser considerada vezes o factor de crescimento da carga. Considera-se este último normalmente como  $K_c = 1,5$ :

$$I_{pi} \geq K_c \times I_{c \max} \quad (3.2)$$

### 3.4.3 Critérios de Ajustes da Corrente Mínima de Disparo

Na medida do possível, os ajustes de corrente mínima de actuação dos relés de máxima intensidade de fase devem observar um dos seguintes critérios:

a) Máxima intensidade de Fase - MIF

- A corrente mínima de actuação ( $I_{min}$ ) deverá ser maior que a máxima corrente de carga ( $I_{cmax}$ ) do circuito em análise, multiplicada pelo factor de crescimento de carga ( $K_c$ ) e dividida pela respectiva relação de transformação do TI.

$$I_{min} \geq \frac{K_c \times I_{c \max}}{RTI} \quad (3.3)$$

Onde  $I_{cmin}$  é a corrente mínima de actuação da protecção,  $I_{cmáx}$  é a máxima corrente de carga do circuito,  $K_c$  é o factor de crescimento de carga,  $RTI$  é a relação de transformação do Transformador de Intensidade. Na actual filosofia da EDP  $I_{cmáx}$  é dado obtida como sendo a maior capacidade de corrente do cabo ou a do TI.

- A corrente mínima de actuação deverá ser ajustada num valor menor do que a corrente de curto-circuito bifásico ( $I_{cc2\phi \max}$ ) dentro da sua zona de protecção, incluindo sempre que possível, os trechos a serem adicionados quando em condição de manobras consideradas usuais.

$$I_{min} \leq \frac{K_c \times I_{cc2\phi \max}}{RTI} \quad (3.4)$$

b) Máxima Intensidade Homopolar - MIH

O relé de MIH deverá ter a sua corrente mínima de actuação ajustada para um valor inferior a corrente de curto-circuito fase-terra mínima ( $I_{cc\phi min}$ ) dentro da sua zona de protecção. Outra consideração é que a corrente mínima da protecção também não deverá ter um valor inferior entre 10-30% da corrente de carga máxima do circuito, devido aos desequilíbrios admissíveis do sistema eléctrico. Desta forma, tem-se que a corrente de ajuste ( $I_{pickup}$ ) deverá compreender entre valores descritos na equação (3.7).

$$\frac{(10\%a30\%)\times I_{c\ max}}{RTI} \leq I_{pickup} \leq \frac{I_{cc\phi\ min}}{RTI} \quad (3.7)$$

Este intervalo compreende ao máximo desequilíbrio da corrente de sequência zero que pode existir e que pode ser tolerado pelo sistema eléctrico, resultante da desigualdade do carregamento entre as três fases [28].

c) Ajuste do *pickup* da Unidade Instantânea

As unidades instantâneas dos relés de fase e neutro não deverão ser sensibilizadas por curto-circuitos localizados após o primeiro equipamento de protecção instalado a jusante. Geralmente a unidade instantânea é ajustada para proteger 85% do trecho compreendido entre sua localização e o ponto de instalação do primeiro equipamento de protecção a jusante conforme demonstrado na Figura 3.8.

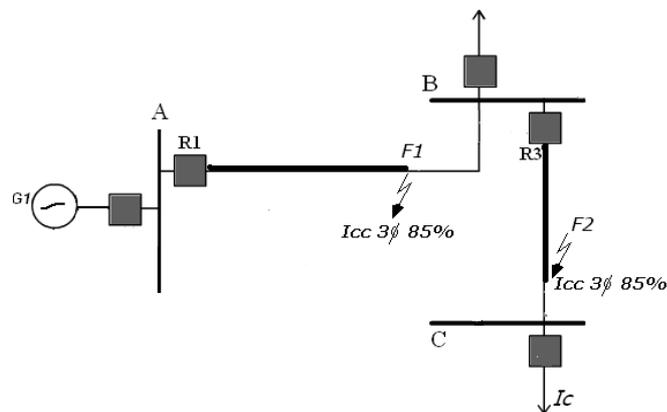


Figura 3.8 - Critério para ajuste da unidade instantânea de fase.

A unidade instantânea do relé de fase também não deverá ser sensível às correntes de energização do circuito. Entretanto, poderão ser ajustadas para actuar para curto-circuitos bifásicos e trifásicos próximos do primeiro equipamento de protecção localizado à jusante.

$$I_{ajuste} \geq \frac{(3a8)\times I_{c\ max}}{RTI} \quad (3.8)$$

O factor de multiplicação (3 a 8) é o valor de uma constante a ser considerado para representar a corrente de energização do circuito. Este valor dependerá da característica da carga. Em sistemas eléctricos com bastante transformador e motor de indução, geralmente se trabalha com factor 8. O relé também deverá ser sensibilizado para correntes assimétricas para defeitos no fim da linha do barramento remoto.

$$I_{ajuste} \geq \frac{I_{ccsim2\phi \min}}{RTI} \quad (3.9)$$

Onde  $I_{ccsim2\phi \min}$  é a corrente de curto-circuito bifásica simétrica mínima junto ao terminal remoto da linha adjacente (barramento C).

#### 3.4.4 Coordenação do Intervalo de Tempo

Com o objectivo de minimizar os efeitos electromecânicos provocados pelas altas magnitudes de corrente de curto-circuito o intervalo de tempo de coordenação entre dois relés deverá acomodar o tempo de operação do disjuntor, sobre percurso do relé e erros devidos ao cálculo das correntes de curto-circuito que, na prática, é da ordem de 0,3-0,5s [15]. Outro factor importante, é que esta escolha deve levar em consideração os critérios gerais relacionados com a rapidez e selectividade, de modo que a característica Tempo *versus* corrente escolhida do relé forneça tempos de disparo inferiores aos limites suportados pelos equipamentos, porém, superiores ao disparo de outros relés instalados à jusante.

### 3.5 Limitações do Sistema de Protecção

A combinação de uma rápida eliminação do defeito com a abertura selectiva é o objectivo principal da protecção do sistema eléctrico. O problema ao utilizar protecções MIF e MIH é que, individualmente, são pouco selectivas devido a sua resposta estar em função unicamente do valor da intensidade de corrente monitorizada, independente da causa que a origina ou de seu sentido de circulação.

#### 3.5.1 Problema Relacionado à Configuração Da Rede Eléctrica

As alterações na configuração de rede exige, por vezes, exigem que os dispositivos de máxima intensidade actualmente instalados sejam complementados com outras funções de protecção para garantir a selectividade da rede eléctrica. A sua limitação operacional pode trazer grande inflexibilidade à rede eléctrica e eleva a necessidade de soluções bem planeadas para as diversas configurações que o sistema possa estar sujeito. A conexão de geradores paralelos ou a interligação da rede eléctrica de forma a operar em anel, altera a

sua normal operação e, por isso, requer uma cuidadosa avaliação do seu efeito. Vários estudos [11,12,13] de optimização do sistema de protecção abordam a problemática da alteração do comportamento da protecção ao conectar produção independente na rede eléctrica. Isto demonstra que, individualmente, os relés MIF e MIH podem não ser apropriados para sistemas de transmissão emalhadados onde a exigência por selectividade e a sensibilidade são mais severos [31].

### 3.5.2 Problemas Relacionados com Linhas Aéreas Curtas

As linhas de transmissão podem ser classificadas como curtas quando a distância entre o barramento e a linha são relativamente pequenos ou se a impedância da linha é baixa, ou seja, tipicamente aquelas cujo comprimento é inferior a 15 km [20]. Esta classificação têm mais efeito para as linhas de transmissão de alta tensão que operam na rede. No que diz respeito a protecção, o comprimento da linha é classificado considerando a razão da impedância da fonte geradora e da impedância da linha, denominada por SIR (Source to Line Impedance Ratio), ou seja,  $SIR = Z_s/Z_{L1}$  [28]

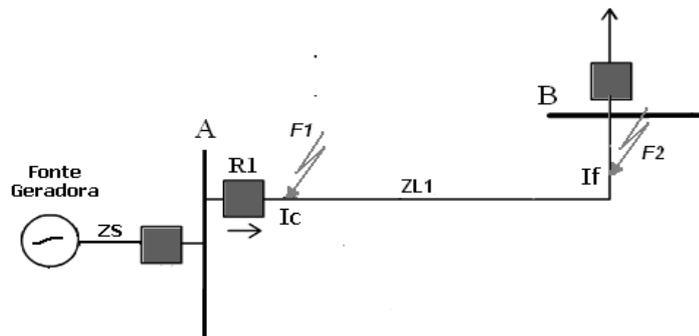


Figura 3.9 - Critério para ajuste da unidade instantânea de fase.

Onde  $Z_s$  é a impedância da fonte geradora,  $Z_{L1}$  é a impedância da linha,  $I_c$  é a corrente de curto-circuito junto ao barramento A,  $I_f$  é a corrente de curto circuito junto ao barramento B.

Para altos valores de SIR as protecções de rede são melhor definidas com protecção de MIF e MIH por considerar que os valores de corrente  $I_c$  (junto ao barramento A) e  $I_f$  (junto ao barramento B) possuem valores aproximadamente iguais. Esta diferença de magnitude de corrente não fornece uma boa indicação para a localização de defeitos fazendo com que as protecções de distância sejam pouco efectivas. As linhas de transmissão com SIRs acima de 4 são geralmente classificadas como curtas e linhas com SIRs abaixo de 0,5 são geralmente classificadas como longas. Valores intermédios são consideradas como média [28].

### 3.5.3 Problemas em Redes com Múltiplos Geradores

Considere o relé R1 e R3 de MIF implementado na Figura 3.10. Conforme discutido na subsecção 3.1.1, a implementação deste tipo de relé é o mais simples e barato, porém, a sua aplicação é geralmente mais difícil e pouco permanente que qualquer outro tipo de relé devido ao facto de que sua operação ser afectada por variações da magnitude da corrente de curto-circuito causada pelas alterações na exploração da rede [10].

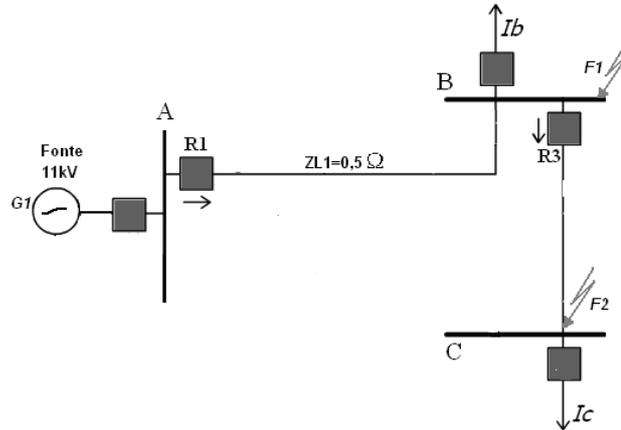


Figura 3.10 - Rede eléctrica radial com um ponto injetor de energia.

Para além da rede apresentar uma alta taxa de descontinuidade, a conexão de geração distribuída junto aos barramentos B e/ou C torna-se impraticável sem a implementação de dispositivos de protecção nos extremos das linhas junto às barras B e C com características direccionais.

O gerador G2, ilustrado na Figura 3.11, é conectado ao barramento. A sua contribuição para a corrente de curto-circuito é suficiente para sensibilizar os relés R4 e R2. Os fluxos de potência têm os sentidos indicados pelas setas em R1 e R4.

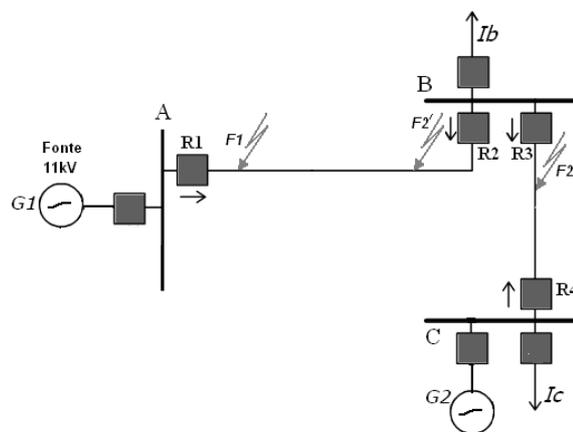


Figura 3.11 - Rede eléctrica com múltiplas fontes geradoras de energia.

Numa ocorrência de defeito em F1 o valor da corrente de curto-circuito terá contribuição tanto da fonte G1 quanto da fonte geradora G2. Se a defeito em questão é o F1 então a responsabilidade são dos relés R1 e R2 isolarem o trecho onde ocorreu o defeito. Caso o defeito ocorresse em F2, a situação seria idêntica para os relés R3 e R4. No entanto, os dispositivos de protecção R2 e R3 estão sujeitos à mesma magnitude de corrente de curto-circuito e podem actuar para defeitos fora da sua zona de protecção. O facto de estarem sujeitos a mesma magnitude de corrente fará com que, ao ocorrer um defeito em F2 ou F2,' a barra B será desconectada da fonte desnecessariamente. Sem uma regra de actuação entre os relés para a eliminação das perturbações ao longo de ambas as linhas é impossível proceder à coordenação dos mesmos. Com a possibilidade de fluxos em sentidos opostos, a utilização das discriminação por temporização ou cronométrica, conforme mencionado nas subsecções 3.1.1 e 3.1.2, são praticamente inúteis se não considerar o factor da direcionalidade associado aos disjuntores R1, R2, R3 e R4. Ao implementar o elemento direcional o relé poderá distinguir a direcção do fluxo de corrente para que o disparo não ocorra em zonas indesejáveis, sendo que, este actuará para defeitos segundo o sentido do fluxo indicado pela seta do dispositivo de protecção.

O conceito de direcionalidade permite que a rede opere sem a restrição imposta no que diz respeito à flexibilidade e confiabilidade. Em sistemas emalhados com mais de um ponto injectador de energia, onde o fluxo de potência pode fluir em sentidos opostos, a implementação de dispositivos direcionais torna-se ainda mais imprescindível. Neste tipo de filosofia as exigências necessárias permitem uma coordenação selectiva, segura e uma maior flexibilidade operacional da rede. A incorporação do elemento direcional pode ser melhor exemplificado no modelo ilustrativo da Figura 3.12. A rede representa um circuito emalhado com dois geradores de energia conectados aos barramentos A e C.

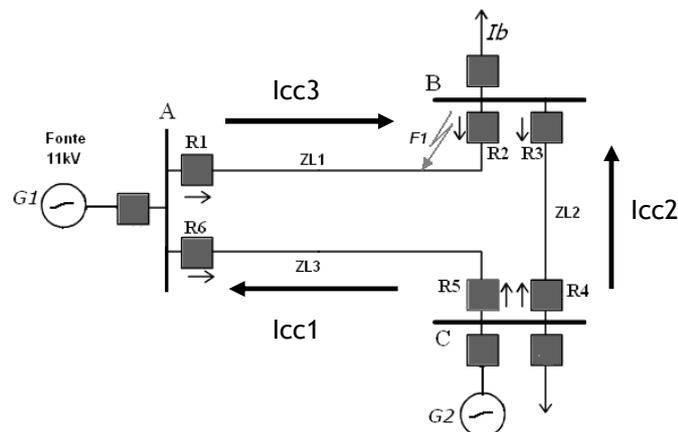


Figura 3.12 - Circulação da corrente de curto-circuito numa rede emalhada.

Considere  $I_{cc1}$ ,  $I_{cc2}$  e  $I_{cc3}$  as contribuições de correntes de curto-circuito provenientes das fontes geradoras G1 e G2. Se ocorrer um defeito em F1, haverá a contribuição de correntes de curto-circuito, tanto da fonte G1 quanto da fonte G2. A contribuição da corrente de curto-circuito do gerador G2 possui dois caminhos possíveis para alimentar o ponto de defeito,

representadas pelas correntes lcc1 e lcc2. Em configurações de redes emalhadadas a corrente pode assumir diversas combinações que dependem não só da localização e tipo de defeito, mas também da condição de operação antes da falha.

Com o auxílio da direcionalidade os dispositivos R1 e R2 serão sensibilizados e actuarão para eliminar o defeito. Mesmo se a magnitude da contribuição de corrente de curto-circuito lcc1 ou lcc3 for suficiente para atingir a corrente de disparo de R3 ou R6, estes não irão disparar pois a zona de protecção está relacionada somente ao sentido indicado nas setas representada na figura e, desta forma, o barramento B não corre o risco de ficar totalmente sem alimentação.

Nas parametrizações dos relés de protecção implementados em rede emalhadadas, torna-se mais difícil dar resposta ao critério de selectividade e segurança pois, a determinação das correntes devido à sua divisão pelos diversos barramentos e linhas tornam-se complexos. Os dispositivos de protecção podem perder a capacidade de actuação em zona primária e/ou *backup*.

De uma forma geral, configurações de redes emalhadadas com várias fontes conectadas a complexidade da coordenação torna-se maior se alguns relés desta rede interligarem malhas de outras redes, conforme referido na secção 3.4. Neste caso, tem-se que encontrar o comum e aceitável ajuste para relés os quais compartilham vários loops tal que suas coordenações em loop individual sejam obtidos. O número de tais relés deveriam ser mantidos o mínimo, tal que, pudesse fazer a mínima suposição de ajustes de relés em coordenação. O contrário torna o trabalho de ajuste bastante complexo, para além do facto de ter que ser considerada a imprevisibilidade do fluxo de corrente de curto-circuito neste tipo de rede.

Dependendo do nível de exigências de segurança da rede, algumas protecções necessitam de funções com actuações bastante rápidas para magnitudes de corrente de curto-circuito elevadas elevadas e/ou lentas para correntes de baixa magnitude a fim de garantir a coordenação e selectividade. Por vezes, aplicações específicas de algumas funções de protecção, já conhecidas, não respondem efectivamente à estas exigências, sendo por vezes, necessária a combinação de duas ou mais funções de protecção a fim de assegurar-las.

#### 3.5.4 Problema de Selectividade com a Protecção Homopolar de Terra

Uma maior sensibilidade para defeitos pode ser obtido com relés que respondem somente a corrente residual da rede, desde que esta componente residual exista somente quando há corrente de curto-circuito à terra. De forma geral, o baixo ajuste permissível para relés MIH são muito usuais em casos onde a corrente de curto-circuito pode ser limitada, em magnitude, pela impedância de neutro ou pela resistência de terra [32]. Em alguns casos a resistência de terra também pode ser muito alta devido à natureza do terreno que a linha entra em contacto. Defeitos nos equipamentos da rede, como isoladores, podem também provocar fugas à terra, cuja magnitude da corrente pode ser insuficiente para sensibilizar o relé de protecção, representando um perigo para a vida das pessoas.

Para sobrepor ao problema é necessário fornecer uma protecção homopolar com um ajuste que é consideravelmente mais baixo que o da linha protegida. Por vezes, o baixo valor de ajuste do dispositivo de protecção homopolar poderá provocar a sua sensibilização para correntes de cargas em circuitos em que os dispositivos de protecção são condicionados a baixos ajustes. Por isso, ao implementar coordenação dos relés de protecção instalados num sistema eléctrico, duas questões são fundamentais saber. Qual a máxima corrente de carga do circuito e qual a corrente de curto-circuito mínima da rede em questão. A principal preocupação é assegurar que o dispositivo seja sensibilizado pelo mínimo curto-circuito, mas que também não dispare para fluxos de correntes à máxima de carga. As redes em estudo neste trabalho não possuem valores de carregamento de linha elevados pelo que, esta situação não será problema nos ajustes dos dispositivos de protecção homopolar.

Algumas configurações de rede podem apresentar problemas ao implementar este tipo de relé, como exemplificado na Figura 3.13. Considerando que os maiores valores de ajuste da protecção homopolar no patamar de sobrecarga encontram-se nos dispositivos R1 e R6, onde localiza-se a principal fonte geradora da rede, os dispositivos de protecção instalados à jusante (barramentos B e C), obrigatoriamente, terão valores de ajuste inferiores com intervalo de disparo mínimo (300ms) de forma a estarem coordenados.

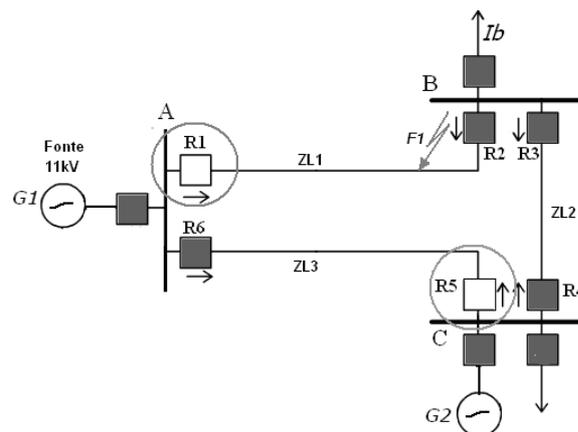


Figura 3.13 - Disparo não selectivo das protecções em redes eléctricas emalhadas.

Se para o defeito F1 a corrente de desequilíbrio for suficiente para sensibilizar a protecção homopolar R5, este irá disparar antes do relé R1 desconectando a fonte geradora dos barramentos C e B. Esta situação demonstra que a solução direccional não é suficiente para assegurar a selectividade da rede, sendo necessário outras técnicas de protecção como a diferencial ou fio piloto.

### 3.5.5 Problemas de Selectividade com Protecção de Distância

A protecção de distância é uma boa alternativa para detectar, com considerável precisão, os defeitos que ocorrem na linha protegida. Em situações que a implementação de dispositivos de protecção MIF e MIH entra em conflito com as questões de selectividade, a protecção de distância torna-se é uma boa alternativa. Contudo, limitações de sua operacionalidade alteram o seu comportamento. A detecção de defeitos resistivos na linha e alterações relacionadas a impedância vista pela protecção na presença de produção em regime especial pode trazer novos desafios para a sua implementação.

#### a) Problemas relacionados a defeitos fase-terra resistivos

O relé de distância é projectado para disparar somente para defeitos que ocorrem entre a localização do relé e o ponto de alcance seleccionado e permanecer estável para todos os defeitos fora da zona [17,33]. A limitação mais preocupante da protecção de distância é o facto desta possuir pouca sensibilidade para defeitos altamente resistivos. Este tipo de defeito introduz um erro na distância estimada do defeito e pode provocar a operação indesejável do relé de distância [17]. Algumas técnicas estudadas foram sugeridas para a estimação da distância do defeito e minimizar o problema causado pelas altas resistividades [17,34].

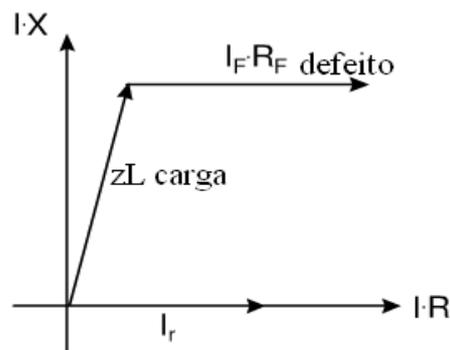
Apesar do relé de distância poder fornecer protecção efectiva para a linha, defeitos resistivos na linha protegida podem causar uma má interpretação da impedância vista pela protecção e pode provocar disparos não selectivos. A grande maioria dos defeitos que ocorre num sistema eléctrico tem natureza resistiva, como por exemplo o arco eléctrico. O arco eléctrico parece ser meramente de natureza resistiva, pois a resistência varia inversamente com a total corrente que flui no arco, segundo a fórmula de Warrington [13] representada na equação (3.10).

$$R_a = \frac{28710}{I^{1,4}} \times L \quad (3.10)$$

Onde  $R_a$  é a resistência do arco,  $L$  é o comprimento do arco e  $I$  a corrente do arco (Amperes).

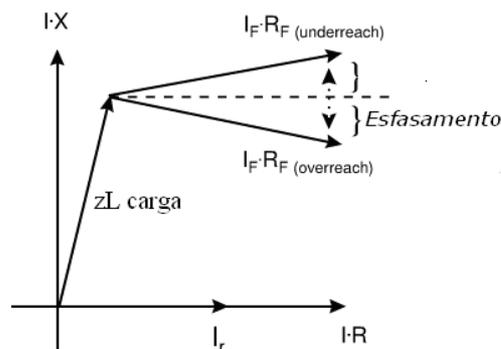
Mas esta situação não é estritamente verdade para defeitos fase-terra, onde pode haver uma queda tensão adicional que é introduzida. Se defeitos ocorrerem através de uma árvore ou de incêndio, por exemplo, poderá haver um significativo componente resistiva na corrente. Esta componente resistiva não varia inversamente, tal como a resistência de um arco. Portanto, poderia haver uma significativa queda de tensão através dela. Embora considera-se a impedância de defeito ser puramente resistiva, não significa que ela aparenta em função da distância onde decorreu o defeito. O efeito fluxo de carga e/ou não-homogeneidade do sistema devem ser levados em conta. Para um defeito cuja resistência é

nula, a diferença entre o ângulo da corrente de falta e o ângulo medido pelo relé não é problema. Se houver um defeito resistivo, a diferença entre os ângulos de corrente de defeito do relé e da falta poderá causar um “underreach” ou “overreach” no relé de distância, sendo que Underreach é quando a impedância apresentada para o relé é aparentemente maior que a impedância da falta e Overreach é quando a impedância aparente apresentada para o relé é menor que a impedância da falta [13].



**Figura 3.14** - Vector tensão para sistemas homogêneos ou radiais.  $I_F$  e  $R_F$  são a corrente e resistência de defeito e  $Z_L$  a impedância de carga.

Quando o sistema é homogêneo o produto  $I_F \times R_F$  é puramente resistivo e em fase com a corrente de polarização do relé ( $I_r$ ). O efeito da componente reactiva da corrente não existe. No caso do sistema não homogêneo o efeito da componente reactiva é adicionado e provoca o underreach (ângulo  $I_f >$  ângulo  $I_r$ ) ou overreach (ângulo  $I_f <$  ângulo  $I_r$ ) no dispositivo de protecção.



**Figura 3.15** - Efeito do fluxo de carga ou não homogeneidade na resistência de defeito.

Algumas técnicas para detecção de defeitos devido aos arcos e estimação da distância da falha, foram estudadas [17,18] de forma a maximizar o desempenho do relé e assegurar a impedância aparente vista por ele.

Para um defeito resistivo, um relé de distância pode somente medir correctamente a impedância se a corrente primária vista pelo relé for igual a corrente de defeito [38]. Esta afirmação hipotética seria verdade ao considerar que a impedância medida pelo relé entre a fonte e a barra remota na ocasião de um defeito fosse  $Z_r = Z_f + R_f$ , onde  $z_f$  é a impedância

do barramento A até o ponto de defeito e  $R_f$  a resistência de defeito. O facto é que a impedância medida não é igual a impedância da linha adicionada à resistência da falha. O erro é devido ao facto da corrente do ponto injector do barramento C não ser vista pelo relé, ou seja, pelo relé somente passa a corrente de carga  $I_a$ , conforme ilustrado na Figura 3.16.

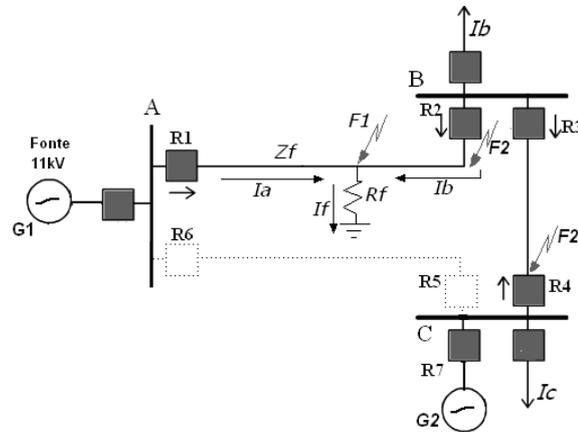


Figura 3.16 - Composição da impedância aparente pelo vista pelo relé R1.

Onde,  $I_a$  é a corrente de carga e  $I_b$  é a corrente de contribuição da barra remota. A corrente de defeito total que circulará por  $R_f$  será  $I_f = I_a + I_b$ . A tensão de curto-circuito ( $E_r$ ) medida pelo relé será:

$$E_r = Z_f \times I_a + R_f \times (I_a + I_b) \quad (3.13)$$

onde a impedância aparente ( $Z_r$ ) vista pelo relé instalado na barra A sendo como:

$$Z_r = Z_f + R_f(1 + I_b/I_a) \quad (3.14)$$

Sendo que  $I_b$  normalmente não está em fase com  $I_a$ , a resistência de falta afecta a reactância do seguimento da linha com defeito, sendo a resistência de falta incrementada pelo factor  $(1 + I_b/I_a)$ . Isto implica que há influência quando a localização do defeito aproxima do barramento remoto.

Pelos métodos tradicionais, a impedância vista pela protecção é calculada utilizando a seguinte equação [40]:

$$Z_{ph\_E} = Z_d \times \left( \frac{1 + \frac{Z_E}{Z_d}}{1 + K_0} \right) + \left( \frac{R_{defeito}}{1 + K_0} \right) + \frac{I_a}{I_b} \times \frac{R_{defeito}}{1 + K_0} \quad (3.15)$$

Onde  $Z_{ph\_E}$  é a impedância vista pela protecção de distância,  $KO$  é o factor de compensação residual,  $ZE$  é a impedância de defeito homopolar,  $Zd$  é a impedância de sequência directa da linha e  $R_{defeito}$  é a resistência de defeito.

Para obtenção dos valores em módulo e ângulo de Os valores para cálculo de  $k0$  e  $ZE$  são, respectivamente:

$$KO = \left(\frac{1}{3}\right) \times \left(\frac{ZO}{ZD} - 1\right) \quad (3.16)$$

$$ZE = \left(\frac{1}{3}\right) \times (ZO - ZD) \quad (3.17)$$

Considerando que  $KO = \frac{ZE}{Zd}$ , podemos reescrever a equação 3.15 da seguinte forma:

$$Z_{ph\_E} = Zd + \left(\frac{R_{defeito}}{1 + KO}\right) + \frac{\frac{Ib}{Ia} \times R_{defeito}}{1 + KO} \quad (3.18)$$

Pela equação 3.18, conclui-se que:

- Para defeitos com  $R_{defeito}=0$ , a compensação residual é correcta sendo a impedância de defeito vista pela protecção depende apenas das características da linha ( $Zd$ ). Se  $R_{defeito} \neq 0$  a componente residual associada a resistência de defeito irá levar a alteração do local de defeito na característica de actuação.
- Para  $R_{defeito} \neq 0$  uma outra componente é adicionada a  $Z_{ph-E}$  devido a influência de double in-feed. Esta componente tem como objectivo compensar o aumento da queda de tensão causada pela corrente adicional  $Ib$ .

- Em redes radiais com uma fonte de geração, o termo  $\left(\frac{\frac{Ib}{Ia} R_{defeito}}{1 + KO}\right) = 0$  não existe,

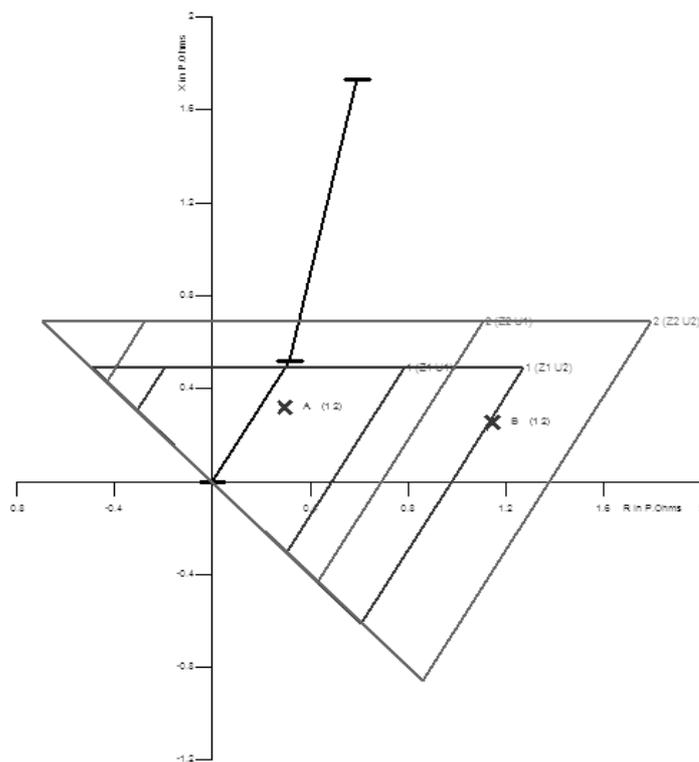
pois não há corrente adicional  $Ib$ , ou seja  $Ib = 0$ . Desta forma, pode-se escrever a equação 3.18 da seguinte forma:

$$Z_{ph-E} = Zd + \left(\frac{R_{defeito}}{1 + KO}\right) \quad (3.19)$$

Em cabos, a diferença entre o ângulo da componente directa  $Z_d$  e a componente homopolar  $Z_o$  é geralmente elevada, sendo o ângulo de  $Z_o$  inferior ao ângulo de  $Z_d$ . Desta forma,  $K_0$  situa-se geralmente no terceiro quadrante tendo parte real e imaginária negativas.

A inclusão da compensação residual ( $K_0$ ) é apenas segura ao considerarmos defeitos fase-terra francos em que a impedância vista pela protecção coincide com a impedância do ponto da ocorrência. No caso da resistência de defeito diferente de zero o ângulo de compensação altera a impedância vista pela protecção de distância podendo levar a erros de medição [14].

Considera-se, como exemplo, o disjuntor R7 da Figura 3.16 aberto. Simula-se 2 defeitos em F2, sendo um fase-terra franco e o outro com  $R_{\text{defeito}} = 1\Omega$ . Têm-se como protecção principal da linha o relé de distância (R1) instalado no barramento da subestação A. Os valores de impedância de sequência directa ( $Z_d$ ) e homopolar ( $Z_o$ ) são  $Z_d = 0,317 + j0,521\Omega$  e  $Z_o = 0,311 + j0,161\Omega$ . Para estes valores, através da equação 3.16, obtêm-se o seguinte valor de  $k_0 = -0,16 - j0,099$ . Como se trata de uma rede radial com uma fonte de geração, a terceira parcela da equação 3.18 é desconsiderada. Os defeitos simulados A ( $0\Omega$ ) e B ( $1\Omega$ ) são representados na Figura 3.17.



**Figura 3.17** - Erro de compensação residual da protecção de distância para defeitos junto ao barramento remoto.

Contudo, não é o que se verifica na Figura 3.17, segundo os valores calculados. No defeito fase-terra franco ( $R_{\text{defeito}}=0$ ), a impedância  $Z_{ph-E}$  da equação (3.19) seria igual a  $Z_d$  e a localização do defeito A no plano R-X deveria estar junto ao barramento da subestação B.

Da mesma forma, com  $R_{defeito} = 1\Omega$ , o valor da impedância de defeito  $Z_{ph-E}$  vista pela protecção junto ao barramento B deveria ser  $Z_{ph-E} = 1,49 + j0,66$ .

Na obtenção do valor do factor  $K_0$  (factor complexo), feito em módulo e fase, deve-se ter em consideração no cálculo do ângulo formado pela parte imaginária e real, o quadrante em que este se encontra, baseando-se na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Direcção do ângulo de  $K_0$  consoante ao sinal da parte real e imaginária [40].

Real part	Imaginary part	$\tan \varphi$	Quadrant	Angle range	Calculation rule
+	+	+	I	$0^\circ$ to $+90^\circ$	$+\arctan \frac{ Y }{ X }$
+	-	-	IV	$-90^\circ$ to $0^\circ$	$-\arctan \frac{ Y }{ X }$
-	-	+	III	$-90^\circ$ to $-180^\circ$	$+\arctan \frac{ Y }{ X } - 180^\circ$
-	+	-	II	$+90^\circ$ to $+180^\circ$	$-\arctan \frac{ Y }{ X } + 180^\circ$

Após esta consideração, a correcta localização da impedância de defeito visto pela protecção de distância é apresentada na Figura 3.18.

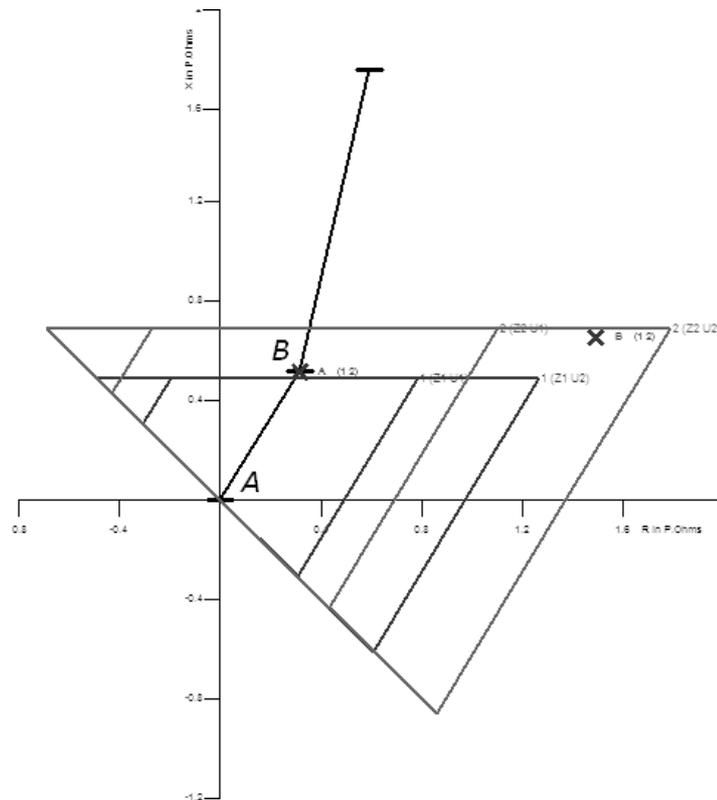


Figura 3.18 - simulação de defeitos na linha com o ângulo entre a parte real e imaginária de  $k_0$ .

Em protecções cujos valores de  $K0$  são parametrizados manualmente, como por exemplo a 7SAE522 (Siemens), MICOMP435 (Alstom) e REL311 (ABB) utilizadas nas redes da EDP, deve-se ter em atenção a correcta consideração no ângulo da compensação residual, principalmente nos cabos, onde a componente indutiva é relevante, podendo levar a medição errada do valor da impedância  $Z_{ph-E}$  e, conseqüentemente, um *underreach* da protecção.

b) Problemas relacionados com a conexão de produção em regime especial

As alterações na configuração do sistema eléctrico de potência, como a conexão novos pontos de injeção de energia, especialmente a de produção em regime especial, têm como consequência alterações no comportamento das protecções relativo às correntes de defeito ao longo de uma rede eléctrica, introduzindo novos desafios ao sistema de protecção para responder os requisitos de coordenação e selectividade.

Uma consequência destas alterações está relacionada a impedância vista pela protecção de distância ao ocorrer um defeito na linha. Consideremos, como exemplo, a ilustração da Figura 3.19, a conexão de um sistema de produção em regime especial (PE) em configuração de exploração especial e R1 um relé de distância.

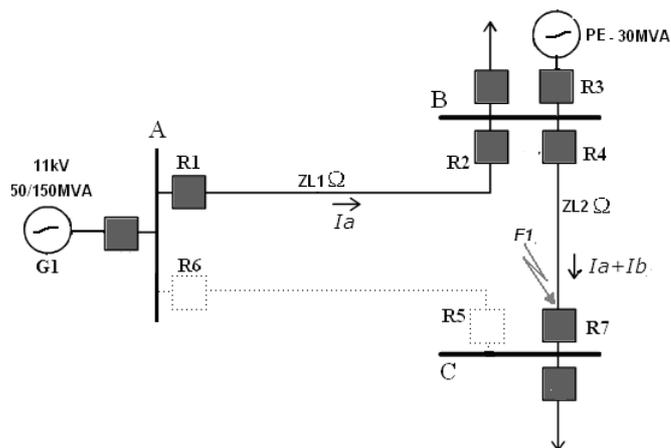


Figura 3.19 - Corrente de defeito na presença de produção em regime especial.

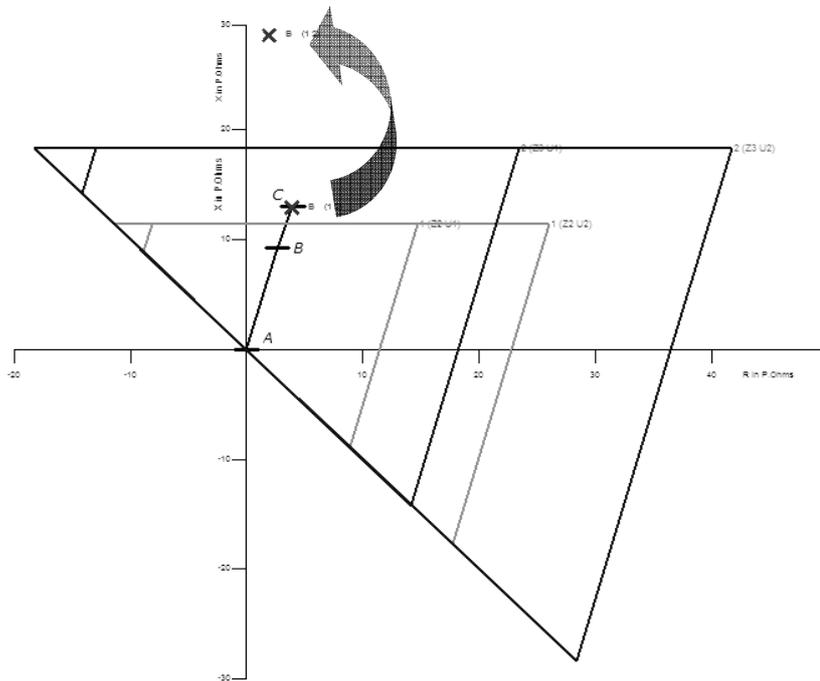
Onde  $ZL1$  e  $ZL2$  são as impedâncias de linha,  $Ia$  é a corrente de curto-circuito de contribuição de  $G1$  e  $Ib$  é a corrente de curto-circuito de contribuição da geração PE. A tensão medida pelo relé R1 para o defeito F1 é definida como:

$$U_{cc} = I_a \times ZL1 + (I_a + I_b) \times ZL2 \quad (3.20)$$

A tensão  $U_{cc}$  é incrementada devido a contribuição adicional do PE localizado no barramento B. A impedância medida pela PD, conforme descrito na subsecção 2.4, pode ser reescrita para este caso como sendo:

$$Z_{cc} = \left( \frac{U_{cc}}{I_a} \right) = ZL1 + ZL2 + \left( \frac{I_b}{I_a} \right) \times ZL2 \quad (3.21)$$

Uma vez que a impedância medida por R1, devido a parcela  $\left( \frac{I_b}{I_a} \right) \times ZL2$ , é mais alta que a impedância real de defeito, esta provocará um aparente aumento da distância de defeito e, conseqüentemente, o relé poderá não ser sensibilizado pelo defeito ou disparar em um tempo superior ao previamente calculado para operar em configuração de exploração normal.



**Figura 3.20** - Deslocamento do defeito visto pela protecção de distância do barramento A para um defeito na linha B-C em virtude da entrada em operação do PE na subestação B.

Uma alternativa que sobrepõe este problema são as funções de protecções MIF e MIH incorporadas na protecção de distância que actuam como protecções *backup* da linha protegida nos casos em que a protecção de distância não é sensibilizada por um defeitos que ocorrem. Outra solução para este problema é a utilização de protecções adaptativas, a qual modifica a sua resposta prevista para possíveis alterações nas condições de operação do sistema eléctrico[46]. Existem várias técnicas adaptativas, as quais utilizam a informação online do sistema eléctrico para otimizar a função do sistema de protecção, como [46]:

- Abertura adaptativa instantânea sequencial.
- Cobertura multiterminal adaptativa de relé de distância.
- Modelamento adaptativo da impedância do sistema.

### 3.5.6 Relés de Tempo Definido

Os relés de máxima intensidade com características de tempo definido, quando sensibilizados acima do limiar de corrente de disparo, actuam em um tempo pré determinado independente da magnitude da corrente. Algumas das suas vantagens e desvantagens são discutidas na ilustração do sistema eléctrico da Figura 3.21 em que relés com características de tempo definido estão implementados. Para assegurar a protecção da linha, o relé R5 é ajustado para a mínima corrente de curto-circuito em (F4) e a máxima em (F3). Para garantir a função de *backup* o relé R3 deverá ser sensibilizado para a corrente de curto-circuito mínimo correspondente em F4 [6,15]. De forma semelhante, o relé R1 é ajustado para a mínima corrente de curto-circuito correspondente em F3. O tempo mínimo de disparo de R5, a título exemplificativo, é de 170ms. O intervalo de disparo entre os dispositivos de protecção aconselhável é de 300ms [30].

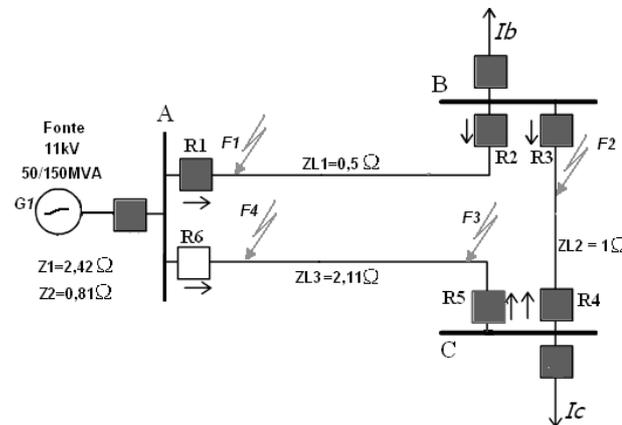


Figura 3.21 - Diagrama unifilar de uma rede radial.

O primeiro passo para a selecção dos ajustes de dispositivos de protecção é o cálculo das correntes de curto-circuito F1, F2, F3 e F4. Para isso, são necessárias algumas informações, como a potência de curto-circuito trifásica e bifásica da alimentação e a impedância da linha.

A corrente de defeito trifásica ( $I_{cc3\phi}$ ) é representada na Equação 3.22. A corrente entre duas fases ( $I_{cc2\phi}$ ) corresponde a 86%. Nesta análise, a corrente de curto-circuito à máxima e mínima geração é dada pela relação entre a tensão nominal ( $U_n$ ) e a impedância equivalente ( $Z_{equiv}$ ) do circuito desde a fonte geradora G1 até o local do defeito:

$$I_{cc3\phi} = \frac{U_n}{(Z_{equiv}) \times \sqrt{3}} \quad (3.22)$$

$$I_{cc2\phi} = 0,86 I_{cc3\phi} \quad (3.23)$$

Onde  $I_{cc3\phi}$  é a corrente de curto-circuito trifásica,  $I_{cc2\phi}$  é a corrente de curto-circuito fase-fase,  $U_n$  é a tensão nominal de linha da rede e  $Z_{equiv}$  a impedância equivalente da rede.

Desta forma, obtêm-se as correntes de curto-circuito e o respectivo transformador de intensidade para os defeitos ocorridos em F5.

$$I_{cc3\phi 50MVA} = \frac{11kV}{\sqrt{3} \times (6,03)} = 1,05kA \Rightarrow (TI 200/5)$$

$$I_{cc3\phi 150MVA} = \frac{11kV}{\sqrt{3} \times (4,42)} = 1,45kA$$

Da mesma forma, foram obtidos as correntes de curto-circuito, à condição de mínima e máxima geração, para os defeitos ocorridos em F1, F2 e F3 e representadas na tabela 1. As correntes de carga são valores obtidos a título de exemplo para este estudo. Esta foi calculada a 1,5 da corrente máxima da carga [ 6,15]

Tabela 3.2 – Correntes de curto-circuito à condição de mínima e máxima geração.

Localização do defeito	Corrente de carga	Corrente de curto-circuito			
		50MVA		150MVA	
		I <sub>cc2φ</sub>	I <sub>cc3φ</sub>	I <sub>cc2φ</sub>	I <sub>cc3φ</sub>
F1	400	2253	2620	6785	7890
F2	300	1866	2170	4171	4850
F3	250	1376	1600	2365	2750
F4	250	903	1050	1247	1450

A Figura 3.22 representa as curvas que ilustram a coordenação entre os relés de protecção de acordo com as condições de correntes de curto-circuito representada na Tabela 3.2.

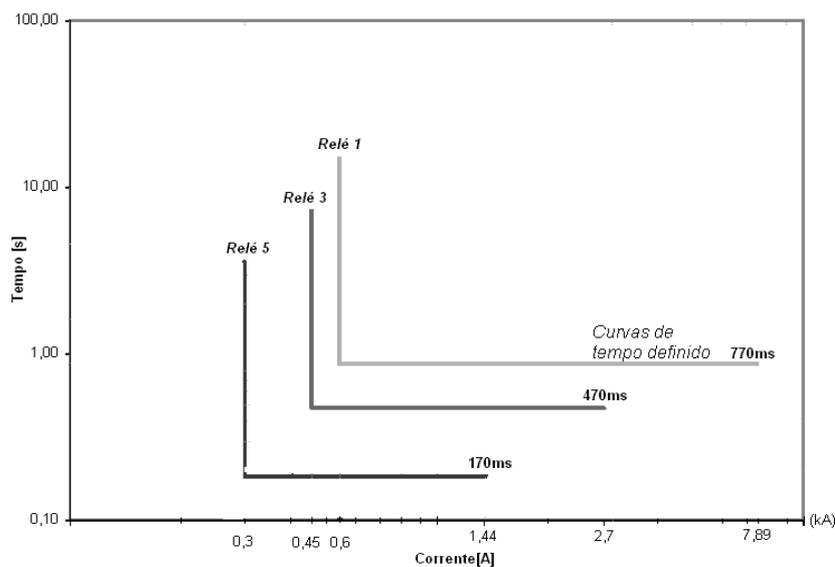


Figura 3.22 - Função característica do relé de tempo definido.

A vantagem deste tipo de característica é que os defeitos podem ser rapidamente eliminados independentes do tempo. Os relés com funções de tempo definido também fornecem um significativo auxílio para a coordenação em casos onde há vários relés em série, situações as quais as correntes de curto-circuito variam amplamente devido a impedância da fonte.

A desvantagem diz respeito ao facto de que um defeito junto ao barramento, o tempo que o relé leva para isolá-lo é bastante elevado. Esta situação contraria a filosofia na qual os defeitos com altas magnitude de corrente devem ser mais rapidamente eliminados. A situação torna-se pior para redes radiais que possuem um grande número de relés em cascata. Ao considerar o intervalo de segurança de 300ms para tempo de coordenação, à medida que se ajusta o dispositivo em direcção à fonte o tempo para a eliminação pode tornar-se inaceitável. Na ilustração da Figura 3.22, o tempo de eliminação do defeito pelo relé R1 de 770ms poderia ser um valor relativamente alto se considerarmos os efeitos que a eliminação da corrente de defeito pode ter nos equipamentos e na operação do sistema eléctrico. Outro problema é que em redes de transmissão emalhadadas a coordenação utilizando somente esta característica pode também ser difícil ou impossível obter [11].

### 3.5.7 Relés de Tempo Inverso

Este tipo de função de protecção possui a característica em função do tempo e da corrente. Correntes elevadas podem ser eliminadas a um tempo reduzido à medida que mais próximo da fonte. Para o ajuste de quaisquer dispositivo de protecção deve-se considerar que a corrente de disparo do dispositivo será obtida baseada nas condições abaixo [15]:

- Deverá operar para curtos circuitos na própria linha.
- Fornecer protecção de backup para curtos circuitos em linhas contíguas de forma imediata sob determinadas circunstâncias.

Para analisar as vantagens e desvantagens deste tipo de relé tomar-se-á, como exemplo, a ilustração da Figura 3.21. O ajuste do dispositivo de protecção à condição de mínima geração assegura que os relés serão sensibilizados para qualquer valor de curto-circuito na linha protegida. O ajuste em condições de máxima geração condiciona o relé a não ser sensibilizado a baixas magnitudes de correntes, principalmente para defeitos resistivos os quais ocorre com maior frequência no sistema eléctrico.

Para ajustar o relé R5, primeiramente leva-se em conta o facto deste não possui restrições para a temporização a jusante e, neste caso, seleccionamos a curva com característica mais rápida ( $TMS=0,05$ ). O curto-circuito trifásico para a situação de máxima geração é:

$$I_{cc150MVA} = \frac{11kV}{\sqrt{3} \times (4,42)} = 1,44kA$$

O múltiplo (k) é definido conforme mencionado na subsecção 2.4.4:

$$\text{O múltiplo } k \text{ é } \frac{1,44kA}{200} = 7,22$$

Para este valor de múltiplo de corrente e TMS = 0,05 temos.

$$t = 0,05 \frac{0,14}{((7,22^{0,02} - 1))} = 0,17 \text{ s}$$

Em condição de mínima geração, a corrente o relé deverá ser sensibilizado para uma corrente de curto-circuito bifásica no extremo mais afastado da linha.

Conforme equação 3.23, tem-se:

$$I_{cc2\phi} = 0,86 I_{cc50MVA} = 0,86 \times \frac{11kV}{\sqrt{3} \times (6,03)} = 0,9kA$$

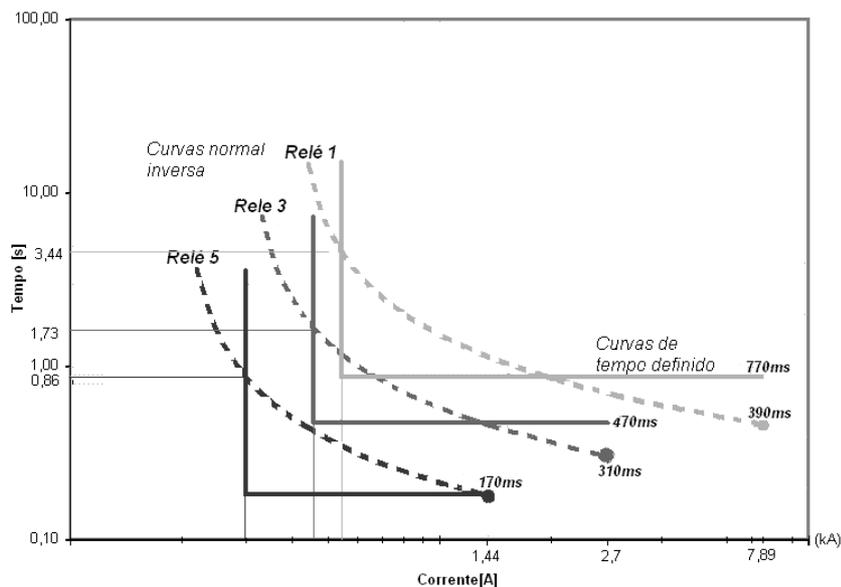
$$\text{O múltiplo } k \text{ é } \frac{0,9kA}{200} = 4,51 \therefore \text{TMS} = 0,05 \therefore t = 0,23\text{seg}$$

O intervalo de tempo de 300ms entre os relés 3 e 5 será considerado pelo facto de ser apropriado para altas magnitudes de corrente de curto-circuito, pois operam a um curto espaço de tempo. Aos mais baixos níveis de falta com longos tempos de operação, o permitido erro especificado pela IEC60255 (7,5% do tempo de operação) pode exceder a margem fixada, elevando a possibilidade que o relé falhe ao ser solicitado para uma operação [9]. O relé 3 é *backup* do relé 5 e deve garantir que o ajuste da corrente de disparo coincida com a corrente de curto-circuito mínima no fim da linha protegida pelo relé 5 (protecção primária). Desta forma tem-se que para a corrente de 1450A e uma temporização  $t = 0,17\text{s} + 0,3\text{s}$ , procede-se aos cálculos dos dispositivos de protecção 3 e 5.

Tabela 3.3 – Comparação do tempo de disparo entre função de tempo definido e normal inverso.

Ajustes das funções de protecção						
Elemento	Múltiplos	Corrente curto circuito (A)	RTI	TMS	Normal Inverso	Tempo Definido
					t(s)	t(s)
Relé 1	1,5	-	400/5	0,2	3,44	0,77
	6,8	1376	400/5	0,2	1,12	0,77
	19,7	7890	400/5	0,2	0,46	0,77
Relé 3	1,5	-	300/5	0,1	1,72	0,47
	4,8	903	300/5	0,1	0,45	0,47
	9,2	2750	300/5	0,1	0,31	0,47
Relé 5	1,5	-	200/5	0,05	0,86	0,17
	7,22	903	200/5	0,05	0,17	0,17
	13,75	1450	200/5	0,05	0,13	0,17

A Tabela 3.3 representa os valores comparativos da temporização das protecções de tempo definido e tempo inverso para a mesma condição de curto-circuito. A vantagem do longo tempo de operação a baixas correntes para a protecção com função de tempo inverso fazem deste tipo de relé o mais apropriado para aplicações onde deseja-se atingir alcances para além linha protegida [11]. Ao comparar o desempenho de ambas funções de protecção para a mesma condição de geração, o relé com características normal inversa apresenta um tempo efectivo reduzido para eliminar defeitos à altas magnitudes de corrente. Este ganho pode ser observado graficamente na Figura 3.23 em que obtêm-se uma redução no tempo de disparo dos relés 1 e 3 de 160 e 380ms, respectivamente. Esta característica sobrepõe a limitação principal dos relés de tempo definido, na qual a corrente de falta é eliminada em tempo aceitável à medida que procede-se à coordenação de protecções mais próximas à fonte. Além de garantir maior flexibilidade operativa na rede eléctrica, esta função de protecção torna-se essencial em alguns casos em que a aplicação é necessária para permitir a coordenação entre relés ao terminal de linhas com forte acoplamento mútuo [11].



**Figura 3.23** - Comparação das funções de protecção de tempo definido e Normal Inverso à condição de mínima e máxima geração.

Por outro lado, a implementação de dispositivos de tempo inverso pode não responder efectivamente às exigências de protecção de uma rede. Se nas altas magnitudes de corrente este relé possui uma boa resposta, para baixas correntes nem sempre é vantajoso o elevado tempo para eliminação de um defeito. A Figura 3.23 demonstra que para valores de baixos múltiplos de corrente o relé poderá envolver o uso de elevados tempos para permitir uma maior sensibilidade de ajustes, com risco de expor os equipamentos da rede aos efeitos do curto-circuito por um maior período. Para além deste problema, os altos tempos para eliminação dos defeitos podem provocar cavas de tensão nos circuitos sãos da rede eléctrica fazendo com que os seus dispositivos de protecção actuem. Em alguns casos a combinação do

relé de tempo definido e o inverso podem fornecer uma significativa melhora na velocidade e sensibilidade da protecção, caso este for caracterizado por um dispositivo multifunção digital com ambas as funções incorporadas.

### 3.5.8 Funções de Protecções Extremamente Inversa e Muito Inversa

Por vezes, a implementação das funções de protecção Extremely inverse (EI) ou Very Inverse (VI) devem ser analisadas no estudo de coordenação. Contudo, nem sempre estes dispositivos fornecem respostas adequadas à determinadas aplicações. A Tabela 3.4, mostra valores comparativos obtidos a partir das mesmas correntes de curto-circuitos calculadas na Tabela 3.2.

Tabela 3.4 – Comparação do tempo de disparo entre as funções de protecção.

Tempo de actuação das funções de protecções								
Elemento	Múltiplos	Corrente curto circuito (A)	RTI	TMS	Normal Inverso (SI)	Muito Inverso (VI)	Extremo Inverso (EI)	Tempo Definido
					t(s)	t(s)	t(s)	t(s)
Relé 1	1,5	-	400/5	0,2	3,44	5,4	12,8	0,17
	6,8	1376	400/5	0,2	1,12	1,11	1,44	0,47
	19,7	7890	400/5	0,2	0,46	0,15	0,04	0,77
Relé 3	1,5	-	300/5	0,1	1,72	2,7	6,4	0,17
	4,8	903	300/5	0,1	0,45	0,38	0,4	0,47
	9,2	2750	300/5	0,1	0,31	0,16	0,1	0,77
Relé 5	1,5	-	200/5	0,05	0,86	1,35	3,2	0,17
	7,22	903	200/5	0,05	0,17	0,11	0,08	0,47
	13,75	1450	200/5	0,05	0,13	0,05	0,02	0,77

O dispositivo de protecção com função normal inversa possui, na globalidade, uma melhor resposta no tempo para a eliminação dos defeitos. Mesmo para valores de ajustes mínimos com múltiplo de corrente a 1,5, a característica normal inversa apresenta um tempo inferior em relação aos outros dois dispositivos. A selectividade entre os relés R3 e R5, com as curvas NI e VI é assegurada com valores dentro da margem de tempo mínima de 0,47s para garantir a sua coordenação

Para a eliminação do curto-circuito à condição de máxima geração na própria linha protegida pelo relé R3, a melhor resposta esteve para o extremo inverso. Por um lado, esta situação favorável contrasta com o elevado tempo para eliminar defeitos à baixos múltiplos corrente de curto-circuito, o que caracteriza sua inviabilidade.

Os dispositivos de protecção com características muito inversa ou extremamente inversa nem sempre consegue responder concretamente à determinadas configurações de rede. No caso de característica muito inversa estes são particularmente apropriados para uma substancial redução da corrente de falta quando a distância do sistema de potencia eleva, ou seja, quando há uma grande variação da impedância de defeito. Os relés com características de tempo extremamente inversas torna-se mais apropriado para circuitos em que estão

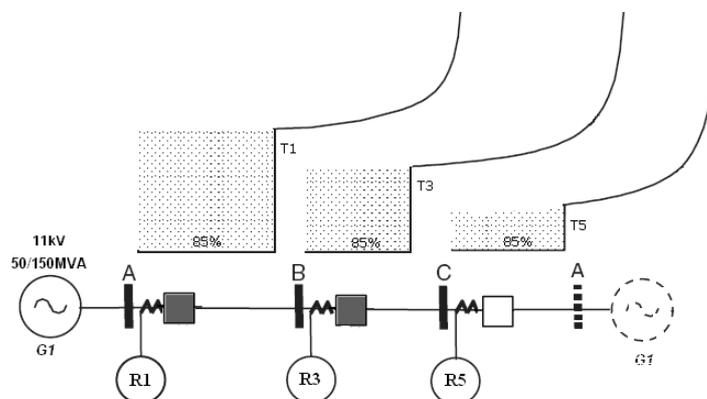
sujeitos a picos de corrente como seria no caso de circuitos com bombas, refrigeradores, aquecimento de água, os quais permanecem conectados uma vez após um prolongada interrupção do fornecimento.

### 3.6 Técnicas de Melhorias Para a Selectividade das Protecções

Em redes radiais e/ou emalhadadas a coordenação das protecções da linha podem apresentar-se complexas dependendo das exigências em termos de confiabilidade, flexibilidade à presença de múltiplos geradores conectados à linha. No entanto, alguns estudos foram avante devido às exigências que a rede necessitava. A implementação de relés de distâncias, a introdução de canais de comunicação e a combinação entre funções de protecção são uma das técnicas utilizadas com a capacidade multifuncional de alguns relés que incorporam características de velocidade e sensibilidade. Factores inerentes ao custo de implementação são importantes para imprimir a técnica a utilizar.

#### 3.6.1 Combinação da função de Tempo Inverso e Tempo Definido

A combinação da característica do elemento instantâneo e o normal inverso podem fornecer uma redução no tempo de operação para valores de curto-circuitos elevados sobrepondo algumas deficiências relacionadas à selectividade e coordenação em redes cujos dispositivos de protecção apresentam apenas funções de protecções com características normal inverso. Um exemplo para demonstrar este técnica é representada pela Figura 3.24. O ajuste selectivo dos relés de protecção basearão não pela corrente trifásica máxima junto ao dispositivo de protecção do barramento remoto mas sim, por um valor de corrente de curto-circuito na zona da linha correspondente a cerca de 85% do comprimento desta [12], conforme ilustrado no diagrama equivalente da rede na Figura 3.24. Se a impedância da fonte permanece constante é possível conseguir altas velocidades de protecção sobre uma grande secção do circuito protegido.



**Figura 3.24** - Diagrama equivalente da rede eléctrica da Figura 3.21 com implementação de relés instantâneos.

Considerando as correntes de curto-circuito calculados na Tabela 3.2, os novos valores de curto-circuito a 85% da linha são:

**Barramentos A e C :**

$$I_{cc3\phi}(85\%) = 0,85(1450) = 1232 \text{ A.}$$

**Barramentos B e C:**

$$I_{cc3\phi}(85\%) = 2750 - 0,85(2750-1450) = 1645 \text{ A.}$$

**Barramentos A e B:**

$$I_{cc3\phi}(85\%) = 7890 - 0,85(7890-2750) = 3521 \text{ A.}$$

O múltiplo para o relé 5 para TMS=0,05.

$$\text{O múltiplo } k \text{ é } \frac{1,232kA}{200} = 6,16 \therefore \text{TMS} = 0,05 \therefore t = 0,19\text{seg.}$$

A selectividade entre os relés R1 e R3 é obtida respeitando o intervalo de disparo mínimo entre R1 e R3 à máxima condição de geração, ou seja a 1232A. O intervalo de disparo mínimo entre os relés R1 e R3 é  $0,3s + 0,19s = 0,49s$ .

O múltiplo  $k$  é  $\frac{1,232kA}{300} = 4,11$ . Para este valor de múltiplo e uma grade de tempo de 0,49 , tem-se TMS = 10%.

Para a máxima corrente a 1645 A, tem-se o múltiplo  $k = 5,46$ :

$$t = 0,1 \frac{0,14}{((5,46^{0,02} - 1))} = 0,40s$$

Para o relé R1 o intervalo de disparo mínimo será  $0,3s + 0,40s = 0,70s$

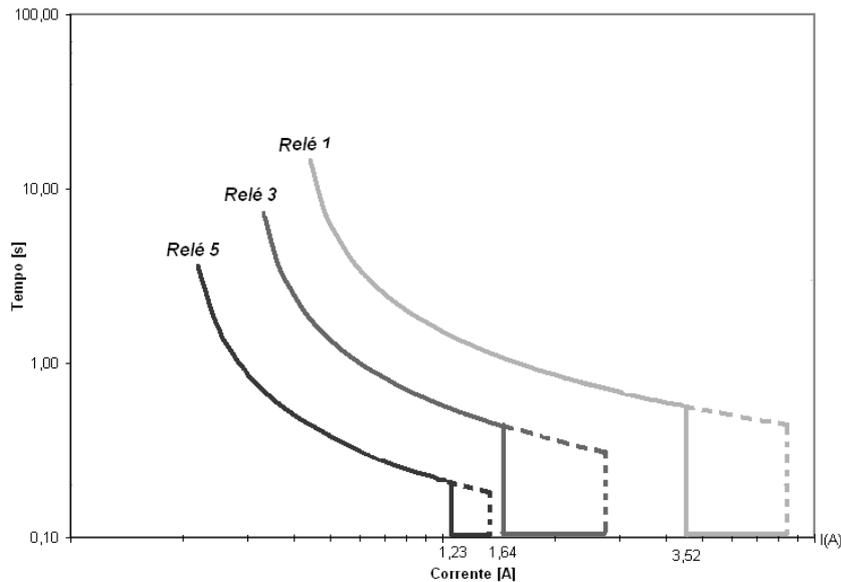
$$\text{O múltiplo } k \text{ é } \frac{1,645kA}{400} = 4,11.$$

Para este tempo o TMS = 0,14

O tempo para eliminação à mínima corrente de curto-circuito na será:

$$\text{O múltiplo } k \text{ é } \frac{3,520kA}{400} = 8,8.$$

$$t = 0,14 \frac{0,14}{((8,78^{0,02} - 1))} = 0,45s$$



**Figura 3.25** - Nova parametrização com inserção do relé instantâneo.

Com esta técnica o relé passa a proteger 85% da linha com o elemento instantâneo reduzindo bastante a exposição dos equipamentos aos efeitos das correntes de curto-circuito elevadas. Se um relé digital com multifunções incorporadas estiver instalado na subestação, não haverá incremento algum do custo ou complexidade de equipamentos para sua implementação.

### 3.6.2 Combinação de relé de tempo definido e relé instantâneo

A combinação das características de tempo definido com o elemento instantâneo, para além de fornecer uma redução no tempo de operação para valores de curto-circuitos elevados, também pode oferecer uma redução no tempo para a eliminação da falha para baixos valores de corrente. A coordenação deste tipo de combinação é mais simples e, para sobrepor a limitação da questão relacionada a elevada temporização junto à fonte geradora, o elemento instantâneo incorporado elimina instantaneamente correntes de curto-circuito de altas magnitudes. A filosofia de ajuste entre dois dispositivos assemelha-se no facto de considerar a protecção instantânea cobrir até 85% da linha protegida e o elemento temporizado sendo sensibilizado para magnitudes de correntes de curto-circuito inferiores.

Se considerarmos relé de protecção com função de tempo definido combinado com o elemento instantâneo, obtém-se uma resposta representada na Figura 3.26, baseando-se nos mesmos valores de correntes de curto-circuito da Tabela 3.2.

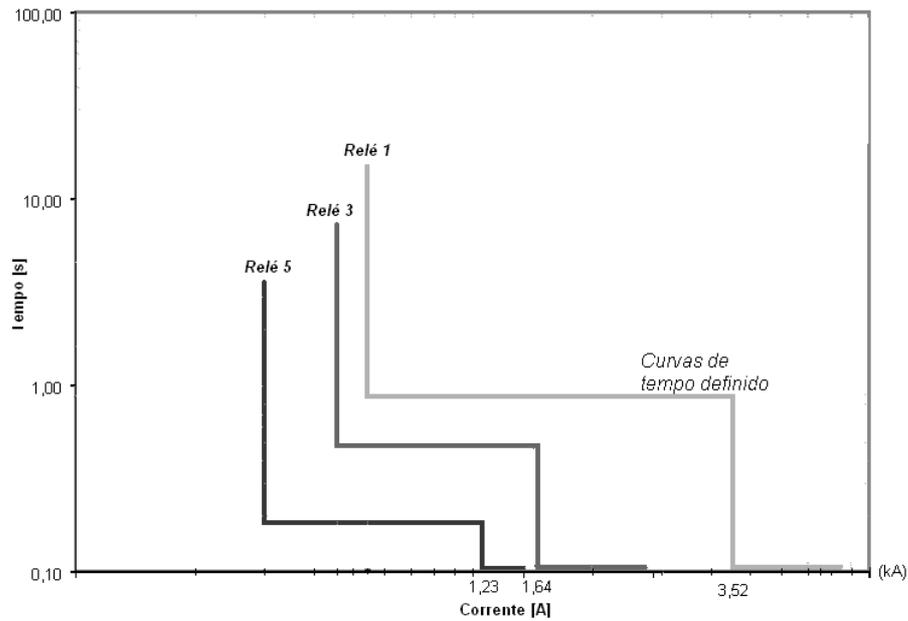


Figura 3.26 - Combinação de elemento instantâneo e definido.

A escolha da combinação das funções de protecções normal inversa e instantânea pode envolver o uso de altas temporizações para permitir a sensibilidade do relé à baixos valores de corrente de curto-circuito. Este longo tempo de actuação torna-o apropriado para aplicações em que haja necessidade de um maior alcance para a linha protegida, mas torna-se desfavorável em configurações que é exigido uma eliminação do defeito em tempo aceitável. A combinação do tempo definido e instantâneo possui a vantagem que o disparo do relé ocorrerá em um tempo predeterminado, independentemente da magnitude da corrente. Esta combinação poderá fornecer uma rápida eliminação do curto-circuito independentemente das alterações da magnitude de corrente. A Tabela 3.5 representa valores comparativos do tempo de eliminação de defeitos para a mesma condição de corrente de curto-circuito.

Tabela 3.5 – Tempo de actuação de funções protecção com elemento instantâneo.

Combinação de funções de protecções						
Elemento	Múltiplos	Corrente máxima	TI	TMS	Normal Inverso + Instantâneo	Tempo Definido + Instantâneo
					t(s)	t(s)
Relé 1	1,5	-	400/5	0,2	3,44	0,77
	8,8	3521	400/5	0,2	1,12	0
	19,7	7890	400/5	0,2	0,46	0
Relé 3	1,5	-	300/5	0,1	1,72	0,47
	4,8	1645	300/5	0,1	0,45	0
	9,2	2750	300/5	0,1	0,31	0
Relé 5	1,5	-	200/5	0,05	0,86	0,17
	6,16	1232	200/5	0,05	0,17	0
	13,75	1450	200/5	0,05	0,13	0

Para múltiplos de corrente superiores a 85% da linha dos relés 1,3 e 5, obtêm-se um tempo para eliminação do defeito instantâneo enquanto que o tempo para eliminação do defeito à baixos múltiplos de corrente apresenta bastante inferior ao relé com função de protecção normal inversa implementada.

Contudo, a implementação de relés MIF nem sempre pode satisfazer às exigências relativas à selectividade. Desta forma, outras técnicas são necessárias para proteger eficientemente a rede.

### 3.6.3 Protecção diferencial

A melhor técnica de protecção agora e por mais de 50 anos é a protecção diferencial. A elevada confiabilidade na comparação da quantidade de fluxo de corrente que entra e sai numa zona protegida o torna-o um dos mais confiáveis sistemas de protecção que entra e que deixa a zona. Esta protecção é universalmente aplicada a todas as partes do sistemas (linhas, motores, transformadores e etc). Modernas linhas com relés diferenciais são projectadas para responder às exigências à diferentes aplicações e para comunicar um com o outro sobre vários tipos de canais de comunicação, sendo este meio, bastante essencial para tais implementações. A protecção diferencial nas representa a protecção principal da linha protegida nos casos em que há outras funções de protecções presentes.

Contudo, esta técnica encontra-se limitada pelo facto de que haveria demasiadas interconexões entre os TI, pelo que em uma linha trifásica, deveriam haver pelo menos seis condutores de comunicações. Um para cada fase do TI de fase, um para a conexão do neutro e dois para o circuito de disparo. Uma protecção com fio piloto com dois fios entre 5-10 km chega a ser menos caro que a protecção diferencial, de forma que, a protecção diferencial estaria limitada a linhas muito curtas.

### 3.6.4 Protecção com fio piloto (carrier, microondas e portadora)

A terminologia piloto significa que entre dois extremos de uma linha de transmissão há um canal de interconexão que possibilita a comunicação entre estes dois pontos. Um fio piloto consiste, basicamente, de um circuito de dois fios do tipo linha telefónica. Este tipo de sistema constitui o melhor tipo de protecção de linha onde é requerida a alta velocidade de actuação da protecção com desligamento simultâneo dos disjuntores de ambos os terminais [15]. A protecção com utilização de sistemas de comunicação piloto pode ser considerada como uma adaptação do princípio da utilização dos dispositivos de protecção diferenciais.

Para o princípio de funcionamento a protecção piloto, considere o exemplo da Figura 3.27, onde é representado uma rede de transmissão. Se considerar o relé R1 de distância, junto ao barramento A, este teria a função de fornecer a protecção primária no seguimento de linha entre as subestações A e B e secundária na linha do barramento remoto. Para um

curto-circuito entre na linha que conecta as SE's A e B, o relé de distância R1 conseguiria discernir adequadamente se a falha foi em F1 ou F2. Já entre as falhas F2 e F3 o relé R1 não é capaz de discernir se o defeito é antes do barramento B ou após, pois a impedância entre estes dois pontos é muito pequena para produzir uma diferença considerável na impedância de curto-circuito vista pela protecção de distância.

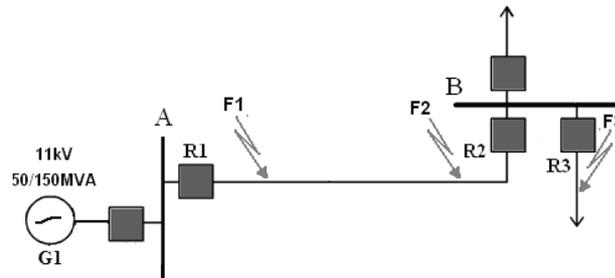


Figura 3.27 - Diagrama unifilar para mostrar o propósito da característica da protecção piloto.

Embora seja detectada uma ligeira diferença, esta poderia ser difícil de ser quantificada, pois poderia estar relacionada com as inexactidões dos medidores e nos TI's e TT's. Devido a isto, é difícil aceitar a responsabilidade de assegurar que o disparo foi devido a falha F2 ou F3. Ao passo que, se tomarmos um observador no barramento B, é possível distinguir se a falha ocorreu à montante ou à jusante do barramento B, pois haveria uma inversão de  $180^\circ$ , aproximadamente, do ângulo de fase para uma falha F2 em relação a F3. No entanto, a informação que o relé R1 necessita para disparar adequadamente é a indicação do ângulo de fase da corrente do relé R2, quando esta for aproximadamente  $180^\circ$  do seu valor para falhas entre as SE's A e B. Contudo, a protecção piloto também pode apresentar limitações devido a possibilidade de sobretensões no cabo, para além de factores relacionados com impedância e à sua monitorização [47].

Os tipos de canais utilizados são Fio Piloto, Carrier ou Microonda.

#### a) Fio piloto

Este recurso é caracterizado por ser o melhor tipo de protecção para linha de transmissão para além de ser um sistema mais económico para linhas eléctricas com distâncias na ordem dos 10-15 km e em situações em que a utilização do carrier ou de onda portadora não for económico [15]. Caracterizada por um circuito a dois fios semelhantes a linha telefónica aberta, aberta ou por cabo que permitem a comunicação entre os dispositivos de protecção. Este sistema têm a capacidade de permitir a abertura simultânea dos disjuntores para linhas com 2 ou mais terminais.

### b) Carrier ou onda Portadora

Este sistema é o mais aplicado para linhas de alta tensão (a partir de 34,5 kV). Consiste inteiramente em equipamento terminal, sob completo controle do usuário. Além disso pode prestar outros serviços como, telefonia, deslizamento remoto e etc. Este tipo de sistema possui dois tipos básicos sendo um denominado por comparação de fases e outro por comparação direccional o qual é mais amplamente utilizado.

### c) Microonda

O microonda é um sistema de rádio que exige visibilidade directa entre as torres repetidoras é completamente dissociado da linha de transmissão, sem os problemas de atenuações que afectam o carrier nos cabos de energia. É bastante oneroso justificando se onde os outros sistema não são aplicáveis, e principal emente se outros serviços são exigidos (telecomunicações, telecomando, telemediação, além da teleprotecção).

## 3.6.5 Sumário

A implementação única de protecções de MIF ou MIH não direccional em determinadas configurações de rede, apresentam limitações que inviabilizam a sua aplicação em termos de confiabilidade, operacionalidade e flexibilidade. Em outras situações, relés cujas funções de protecções incorporadas são somente de tempo definido ou tempo inverso podem não responder eficientemente à eliminação em tempo útil a determinados defeitos. Outro inconveniente diante destes factos é que os operadores de rede possuem poucas margem de manobra para intervir no sistema eléctrico em situações de contingência dentro das perspectivas de segurança e selectividade.

Exigências à sistemas eléctricos cada vez mais interligados e a presença cada vez maior de produção independente impõe a necessidade da alteração da filosofia de protecção existente. Desta forma, algumas técnicas que sobrepõe as limitações actualmente existentes tais como, a utilização de protecção de distância e a combinação de funções de protecção são bastante usuais. Alguns produtores distribuídos encontram-se conectados à rede principal via conversor de circuito, o qual produz nenhuma considerável contribuição para a corrente de curto-circuito na rede e podem ser negligenciada sob o aspecto de protecção [16].

As protecções MIF e MIH encontram-se instaladas na maioria das subestações da EDP, cujas função de protecção de tempo definido encontram-se, actualmente, a serem utilizadas conforme documentação interna da EDP (DEF-C13-570/E) de Maio de 2006.

A protecção de distância é considerada o dispositivo de protecção mais positivo e confiável para além de ser a solução para situações em que a protecção de máxima intensidade apresentar-se não selectivo [15]. A possibilidade de escolha da forma da característica de operação permite uma maior flexibilidade na sua implementação. A

característica poligonal desta protecção, fornece melhor cobertura resistiva para linhas curtas, principalmente para defeitos resistivos, onde a resistência de arco e a resistência de terra contribui para maiores valores de resistência de falta. A maior parte das subestações da EDP encontram-se a operar com este tipo de protecção. A análise da performance dos dispositivos de protecção instalados constitui o objectivo deste estudo, já que desta forma, contribui-se significativamente para a redução do custo global no investimento em equipamentos de protecção a fim de incrementar a qualidade na continuidade do serviço.



# Capítulo 4

## Modelização da Rede AT e dos PdE's de Lavos e Bodiosa

### 4.1 Introdução

Neste capítulo será brevemente descrito o software CAPE (Computer-Aided Protection Engineering) projectado para auxiliar nos estudos de coordenação e selectividade das protecções eléctricas, demonstrando as principais funcionalidades e características de seus módulos de programas interactivos. Também será dedicado ao estudo de análise do sistema de protecção da rede AT alimentada pelos pontos injectores de Lavos e Bodiosa com recurso ao *software* CAPE. Será feito uma caracterização da área de rede e, posteriormente, será discutido o comportamento das protecções instaladas diante das perturbações simuladas, demonstrando os problemas de coordenação e falta de selectividade existentes no sistema de protecção.

### 4.2 Caracterização Da Rede AT dos PdE's de Lavos e Bodiosa

Actualmente a EDP possui uma rede eléctrica com 8500Km de linhas de alta tensão, sendo deste total 453Km de linhas subterrâneas. A potência total instalada é de 15352MVA distribuídos em 382 subestações de distribuição [18]

Os Pontos injectores de Lavos e Bodiosa encontram-se situados na Direcção de Rede e Cliente do Mondego. A energia injectada nestes pontos de injeção alimentam as subestações da rede EDIS com o nível de tensão a 60kV. A rede do injeção de Lavos possui 11 subestações alimentadas em 60Kv pela subestação da REN (Rede Eléctrica Nacional) de Lavos em condição normal de exploração, incluindo mais 7 subestações que podem ser alimentadas em condição

de recurso. Destaca-se pelas subestações de Pombal e Ranha por possuírem somente relés de máxima intensidade não direccionais instaladas para a protecção de linha, enquanto que as outras possuem protecção de distância. A rede do injector de Bodiosa é composta por 9 subestações que são alimentadas em condição normal de exploração, incluindo 6 subestações que podem ser alimentadas em condição de recurso. Algumas subestações deste injector são caracterizadas por possuírem funções de distância como protecção de linha e presença de mini-hídricas e parques eólicos conectados à rede.

### 4.3 Configurações de Exploração das Redes Eléctricas

A actual condição de sistemas eléctricos interligados permite o operador executar manobras de forma a manter um fluxo de potência de acordo com o diagrama de cargas da rede. Por outro ponto de vista a interligação é benéfica nas situações em que a rede opere de forma condicionada. Problemas como manutenções nas linhas/estruturas e anomalias graves na rede podem durar horas a serem normalizadas e desta forma, deverão ser feitas e a partir daí, a exploração do serviço da rede passa a ser de forma recursiva.

A configuração normal de exploração é o regime ao qual o sistema funciona nas condições normais para o qual foi projectado sem a interferências de força maior que o force a interligar com outros sistemas. Nestes casos deve-se considerar:

- A função de protecção está associada à função de religamento na zona de alongamento e no 1º escalão da protecção de distância.
- As funções de protecção de Máxima intensidade de Fase (MIF) e Máxima Intensidade Homopolar Direccional (MIHD) encontram-se temporizadas.
- A função de protecção de máximo intensidade homopolar de terras resistentes (PTR) inibida.

Em configuração especial de exploração do sistema eléctrico é o regime ao qual o sistema funciona de forma condicionada (fora das condições normais) devido a trabalhos em tensão na rede decorrentes de situações de força maior como exemplo manutenções, reparações e outros. Nestes casos a função de religamento fica inibida e o escalão de alongamento permanece em serviço, as temporizações das funções de protecção MIF e MIHD são abolidas e a função PTR é colocada em serviço.

## 4.4 Software Cape - Características e Funcionalidades

O processo de coordenação de um sistema de relés envolve ajustar os relés de forma que, relé que esta sendo ajustado esteja coordenado com todos os seus relés de protecção primaria. Para cada situação deve-se proceder a um processo de estudo bastante trabalhoso. Para além desta situação, a coordenação de protecções de redes com dimensão real envolve muitos outros factores como, a topologia da rede, o tipo e quantidade de protecções instaladas nos inúmeros painéis de cada subestação e os critérios de coordenação. Existem, actualmente, uma variedade considerável de softwares [36,37,41] destinados a apoiar os engenheiros e técnicos na realização dos estudos de coordenação e selectividade de protecção e cada um com sua metodologia específica.

O CAPE é um sistema que tem sido projectado e implementado na Geórgia Power Company de Atlanta e a Electron International Inc. de Michigan [39]. É um sistema integra estudos interactivos de curto-circuito, cálculo dos ajustes dos relés, coordenação de zonas de protecção e cálculo dos parâmetros de linha dentro de um processo uniforme e efectivo. Com o CAPE é possível modelizar a rede com toda a informação inerente a ela e proceder a simulações dos diversos tipos de defeitos que ocorrem num sistema de distribuição de energia, bem como, apoiar os estudos de selectividade do Sistema de Protecção, sendo possível analisar e validar as parametrizações das respectivas unidades de protecção que estão instaladas ao longo do sistema eléctrico.

O software é composto por módulos os quais possuem funções específicas mas que compartilham os dados entre si através de uma base de dados comum. Um exemplo é quando utilizamos os módulos de ajuste de relés ou o módulo de coordenação (Relay Checking, relay Coordination Graphics e o interactivo módulo System Simulation). Estes accionam o módulo Short Circuit que processa a informação da falta aplicada ao sistema eléctrico modelizado, baseando-se em critérios determinados pelo algoritmo original dos dispositivos de protecção, estando toda esta informação inserida numa base de dados comum. Ao mesmo tempo, os valores das curvas dos dispositivos, bem como os defeitos referidos anteriormente, podem ser visualizadas graficamente permitindo ao projectista do sistema eléctrico uma melhor visualização da coordenação das protecções [42]. A vantagem de modelizar os algoritmos originais dos dispositivos de protecção é que pode-se aproximar a simulação da rede nas condições normais de operação. Para além da filosofia de interactividade referida anteriormente, o CAPE permite que nas simulações de defeitos no sistema eléctrico seja elaborado relatórios para análise de incidentes que contém informações dos valores das grandezas associadas, informações do comportamento de todos os dispositivos de protecção modelizados na rede com a possibilidade de utilização de recurso gráfico das curvas dos relés que permitem uma melhor análise de sua coordenação e selectividade. Uma breve descrição dos principais módulos utilizados neste estudo são abordados a seguir.

#### 4.4.1 Database Editor

Este é considerado o principal módulo do Cape onde é armazenado toda a informação para apoiar todos os outros módulos do CAPE. As informações armazenadas são relativas às características de toda a instalação eléctrica referente às subestações, às linhas de alimentação do circuito, aos transformadores e etc. Possui também informação detalhada dos dispositivos de protecção, bem como as suas regulações e os dispositivos utilizados para sua operação, como TI e TTs. É disponibilizado também uma biblioteca dos modelos de dispositivos de protecção dos diversos fabricantes, aos quais poderão ser utilizados especificamente para cada estudo de rede, de forma a permitir uma simulação mais próxima da realidade.

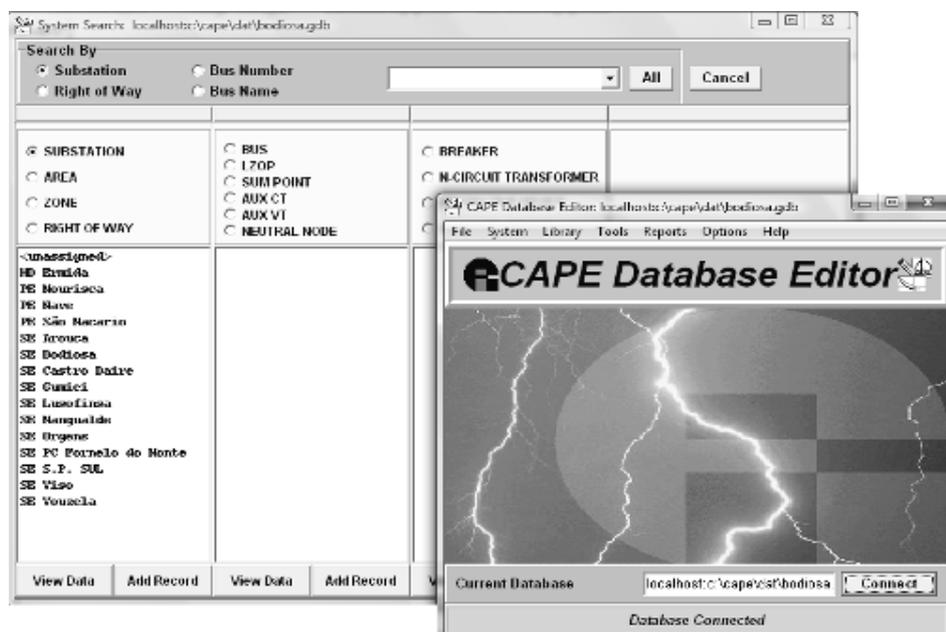


Figura 4.1 - Representação da base de dados do Database Editor.

#### 4.4.2 On-line Diagram Module

O One-Line Diagram é o módulo utilizado para desenhar o esquema unifilar da rede eléctrica com recurso a vários símbolos característicos do sistema eléctrico. Este módulo também expõe os resultados dos estudos de defeitos simulados graficamente para uma melhor compreensão feitos através dos módulos System Simulator e Short Circuit.

#### 4.4.3 Coordination Graphics

O módulo Coordination Graphics permite a visualização gráfica das curvas características de operação das funções de protecção (MI, protecção de distância, direcciona de terras,



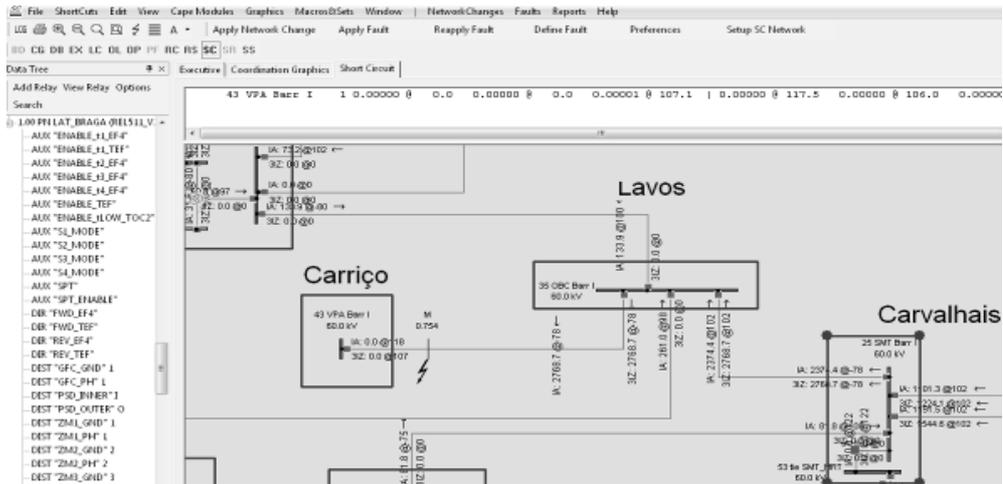


Figura 4.3 - Representação gráfica do módulo Short Circuit.

#### 4.4.5 System Simulator

O System Simulator é um módulo que permite simular defeitos específicos na rede eléctrica e visualizar a extensão da sua interferência com a indicação de actuação dos diversos dispositivos de protecção. A interactividade deste módulo permite diversas opções para as condições de defeitos, visualizando todo o evento da simulação passo a passo. Outra vantagem é que este módulo possui um sistema de relatório do evento para uma análise mais detalhada. Outro facto importante é que o utilizador pode alterar as características do defeito, ou até mesmo adicionar um novo defeito, procedendo-se posteriormente à continuação da simulação até que todas as fontes de energia sejam isoladas.

#### 4.4.6 Relay Checking

Este módulo permite fazer simulações contínuas ao longo de toda a rede à procura de descoordenações entre os elementos de protecção instalados, ao contrário do System Simulator que permite simulações apenas evento a evento. De uma forma interactiva, o utilizador pode seleccionar parâmetros de simulação como a área de actuação e os tipos de defeitos. Para além disto, o utilizador poderá seleccionar, através de uma macro, tipos de defeitos específicos que deverão ser aplicadas. Outros tipos de contingências como simulação em linhas fora de serviço, anomalias no circuitos disjuntores entre outros podem ser simuladas.

#### 4.4.7 Relay Setting

O módulo Relay Setting é utilizado para se proceder à parametrização automática das regulações das unidades de protecção no momento em que o projectista estiver a alterar os valores de dispositivos antes da aprovação final.

## 4.5 Metodologia para a Modelização das Redes Eléctricas

Para as redes AT de Lavos e Bodiosa foi analisado o comportamento das funções de protecções primárias de distância, máxima intensidade de fase, direccionais de terra e relés secundários com a inibição da abertura do disjuntor directamente associado à linha com defeito. O procedimento para a modelização das redes é descrito de seguida:

- Levantada toda a informação dos parâmetros da rede e dos relés, o primeiro procedimento é inserir toda esta informação na base de dados (elementos como geradores, relés, linhas e respectivas impedâncias e modelização dos TI e TT).
- Desenhar toda a rede em estudo com recurso ao módulo Online Diagram. No **Anexos C** e **Anexos D** encontram-se modelizadas as áreas de redes de Lavos e Bodiosa.
- O carregamento dos settings das protecções no CAPE foram feitos com recurso à uma tabela de cálculos do excel que gera um ficheiro tipo texto com as respectivas parametrizações. No **Anexos B** encontram-se resumidas todas as principais protecções associadas a cada tipo de painel numa SE tipo da EDP Distribuição.
- Avaliação dos parâmetros carregados a fim de conferir se foram correctamente inseridos. O recurso utilizado foi através do módulo Coordination Graphics.
- Simulação da rede com recurso aos módulos Relay Checking, System Simulator, Short Circuit e Coordination Graphics.
- Proceder à análise das actuais parametrizações com recurso ao relatório gerado pelo módulo System Simulator.
- Com apoio do Módulo Relay Settings analisar possíveis alterações de settings e posteriormente proceder à validação dos ajustes.

Após carregada e avaliada toda a informação da rede eléctrica, procedeu-se em primeira fase, à simulação das redes eléctricas em configuração normal de exploração e, posteriormente, em regime especial com recurso aos módulos Relay Checking, Short-Circuit e System Simulator. Foram simulados curto-circuitos trifásicos e fase-terra (francos e resistivos) junto ao barramento e aos 25%, 50% e 75% do comprimento da linha, com o intuito de avaliar a resposta de todos os dispositivos de protecção da rede, o que possibilita detectar possíveis situações de descoordenação e/ou falta de selectividade. Algumas alterações da topologia de exploração da rede eléctrica (através da abertura/ fecho “Bus ties” e da colocação de linhas AT fora de serviço) e considerações de outros tipos de defeitos (condutor partido e defeitos altamente resistivos) também foram simulados.

A modelização das religações não está implementada no CAPE, pelo que os defeitos simulados junto aos barramentos implicam normalmente o disparo de duas protecções em simultâneo. Contudo este problema foi contornado.

No CAPE não é possível a modelização de simulações das reclinções devido às limitações do *software*. A Zona 1 das protecções de distância instaladas na rede AT está parametrizada para detectar defeitos em 80% da extensão total da linha e a zona de alongamento a 120%, ambas associadas a um tempo de disparo instantâneo [14]. Quando um defeito é detectado o relé de protecção envia um comando de abertura imediata ao respectivo disjuntor e, após 0,3s é efectuada uma religação que tem como objectivo evitar que a linha protegida fique fora de serviço devido a defeitos fugitivos e garantir que esta mesma linha não fique fora de serviço para defeitos permanentes localizados no início da linha do barramento remoto [14]. Desta forma, não haverá o risco das duas linhas permanecerem desligadas quando apenas uma possui um defeito.

Para sobrepor o problema do disparo instantâneo entre as duas protecções procedeu-se ao atraso do tempo de disparo da zona de alongamento em 0,1s. Nestas protecções, as zonas 1 e de Alongamento possuem timers independentes associados ao seu disparo, sendo possível programar o timer associado à Zona de defeito evitando problemas de selectividade no momento da simulação [14].

Na actual filosofia do sistema de protecção da EDP os relés MIF possuem 2 níveis de detecção, sendo um temporizado (I>) e um instantâneo (I>>) de tempo independente. Os relés MIH possuem um nível de detecção (Io>), cujo tempo poderá ser dependente ou independente [7]. A protecção de distância é a principal função de protecção da linha com 5 escalões de alcance de característica poligonal, sendo que o 1º escalão é o de alongamento e o de alongamento é responsável pela protecção da linha a qual o relé está associado e os outros escalões utilizados como protecção backup. Na presença de protecção diferencial na linha, a protecção de distância passa a ser a protecção backup [7]

## 4.6 Modelização das Instalações de Produção de Regime Especial

A rede de alta tensão do injector de Lavos não possui qualquer produção em regime especial conectada à rede. Já no caso da alta tensão do injector de Bodiosa a presença de produção em regime especial é caracterizada basicamente, por mini-hídricas e parques eólicos.

A modelização dos geradores no software CAPE é feita a partir da obtenção das características das máquinas [14]. No entanto, em virtude da indisponibilidade destes dados, foi decido usar valores conhecidos de máquinas com a mesma tensão de produção e potência aparente. Outro ponto importante relacionado com a modelização das instalações de produção em regime especial são os transformadores de potência. Normalmente, os parques eólicos possuem um transformador elevador (BT/MT) por gerador instalado e um transformador elevador (MT/AT) que faz a ligação entre a instalação de produção e a linha de

interligação com a rede da EDP [14]. As centrais mini-hídricas têm uma tensão de produção mais elevada pelo que apenas possuem um ou mais transformadores elevadores MT/AT.

### 4.7 Modelização da Rede AT do Injector de Lavos

A rede AT de Lavos possui a principal característica de possuir configuração radial sem possibilidade de exploração em paralelo com outras zonas de rede. O diagrama unifilar da linha encontra-se representado na Figura 4.4.

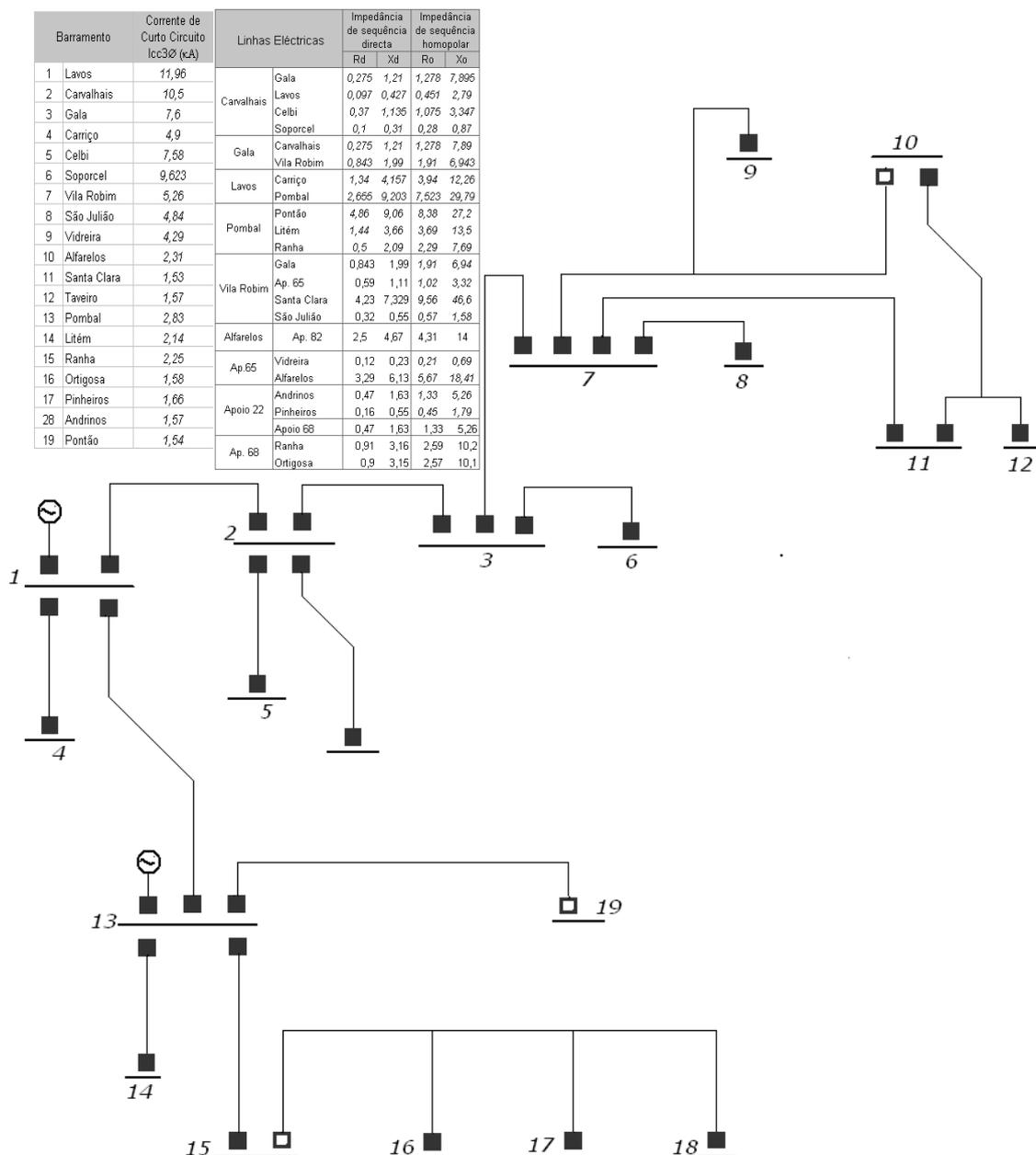


Figura 4.4 - Diagrama Unifilar da área de Rede de lavos.

Os tipos de protecções instalados para monitorar cada linha protegida encontra-se representada pela Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Tipos de protecções instaladas na área de rede de Lavos.

Subestações		Máxima Intensidade		Protecções de Distância com Funções Incorporadas		Direccionalidade	Tipo
		MIF	MIHD	MIF	MIHD		
Alfarelos	Taveiro			X	X	X	ALSTOM MICOM P435
	Vidreira			X	X	X	
	Vila Robim			X	X	X	
	Sta Clara			X	X	X	
Carvalhais	Celbi			X	X	X	
	Gala			X	X	X	
	Lavos			X	X	X	
	Soporcel			X	X	X	
Gala	Carvalhais			X	X	X	
	Vila Robim			X	X	X	
Lavos	Carriço	X	X			X	
	Carvalhais			X	X	X	
	Pombal			X	X	X	
Pombal	Pombal	X	X				ABB SPAJ 142C
	Pontão			X	X	X	
	Litém	X					
	Ranha	X	X				
Ranha	Andrinos	X	X				ABB SPAJ 141C
	Pombal	X	X				
Santa Clara	Alfarelo/Taveiro			X	X	X	I
	Vila Robim			X	X	X	
Vila Robim	Gala			X	X	X	ALSTOM MICOM P435
	Alfarelos/Vidreira			X	X	X	
	Santa Clara			X	X	X	
	São Julião			X	X	X	

Actualmente, os dados para parametrização das protecções nas subestações da REN não se encontram disponíveis de forma que, foi necessário proceder à parametrização das protecções de distância baseando-se no documento que define os critérios de regulação das funções de protecção e automatismo fornecido pela EDP. As protecções de distância instaladas nesta subestação são do modelo MICOMP435 cujo fabricante é a ALSTOM. As zonas de actuação da protecção foram definidas conforme critério apresentado nas secções 2.4. e 3.5.

Com base nas curvas de actuação associadas à função de protecção de distância, procedeu-se à verificação da sua operacionalidade tendo em consideração as respectivas zonas de protecção (troços de linha AT), com base nos seguintes factores: direcionalidade, alcances resistivos e reactivos e tempos de actuação de cada zona.

Relativamente às funções de protecção de MIF e MIH, foi efectuado um estudo de coordenação gráfica destas funções de protecção, os quais passaram por uma análise das curvas características de tempo definido das funções de protecção em causa.

A topologia base da rede foi definida como sendo aquela em que a rede AT é habitualmente explorada, ou seja, a configuração normal de exploração. A configuração normal de exploração não constitui as seguintes subestações:

- Subestações Alfarelos/Santa Clara/Taveiro.
- Subestação Pontão.
- Subestação Ortigosa/Pinheiros/Andrinos.

A configuração especial de exploração constitui o injector de Lavos fornecendo energia para as subestações citadas no parágrafo anterior. Com base nas simulações feitas nos regimes normal e de recurso da exploração da rede, foram detectados alguns problemas descritos nas subsecções seguintes.

#### 4.7.1 Falha de Selectividade entre Protecções de Linha Lavos→Pombal

Na simulação de defeitos na área de rede foram detectadas problemas na coordenação e selectividade de algumas protecções. Alguns dos problemas são:

- a) Baixa sensibilidade do elemento instantâneo ( $I>>$ ) para defeitos trifásicos e fase-terra nas linhas Pombal→Ranha e Pombal→Pontão

Pelo facto de existir um ponto de injeção de energia na SE Pombal, é importante considerar para esta análise, o comportamento das protecções com a geração em serviço e fora de serviço. Considerando o cenário da geração na SE Pombal fora de serviço, verifica-se a baixa sensibilidade em  $I>>$  dos relés que protegem as linhas Pombal→Ranha/Andrinos e Pombal→Pontão. Defeitos simulados nestas linhas, provocaram o disparo não selectivo da protecção de distância de Lavos em zona 2 e 3, segundo a localização e resistividade do defeito. As Figuras 4.5(a) e 4.5(b) ilustram tal problema.

A corrente de curto-circuito não é suficiente para sensibilizar os elementos instantâneos das protecções destes painéis de linha, provocando o arranque dos elementos temporizados MIF e/ou MIH que se encontram temporizadas a 1,65s. Outro problema detectado é que a característica não direccional do relé que faz a protecção da linha Pombal→Lavos arranca simultaneamente com as protecções dos painéis de linha à jusante da SE Pombal, com o risco de disparo simultâneo em  $I>$ , conforme ilustrado na Figura 4.5 (b).

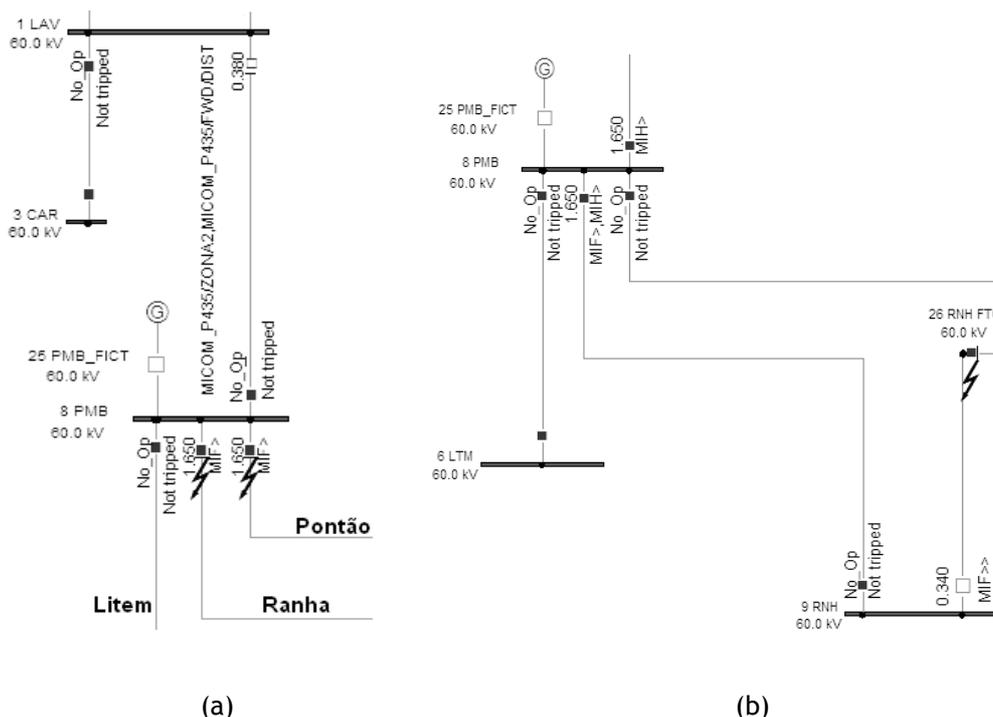


Figura 4.5 - Simulação de defeitos nas linhas Ranha-Andrinos e Pombal-Ranha com disparos não selectivos das protecções.

No outro cenário, com o ponto de injeção de energia em serviço, verifica-se que defeitos simulados nas linhas Pombal→Ranha e Pombal→Pontão, provoca o disparo não selectivo, em zona 2 da protecção de distância em Lavos que se encontra temporizada a 0,3s. A regulação temporal de I>> são 0,4s, não apresentando qualquer escalonamento temporal entre os elementos de fase das protecções de Lavos e Pombal, conforme ilustrado na Figura 4.6.

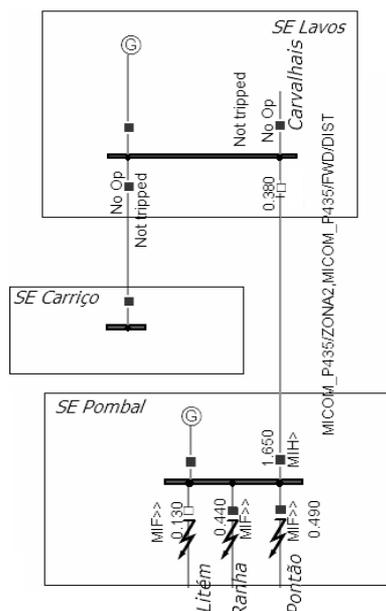
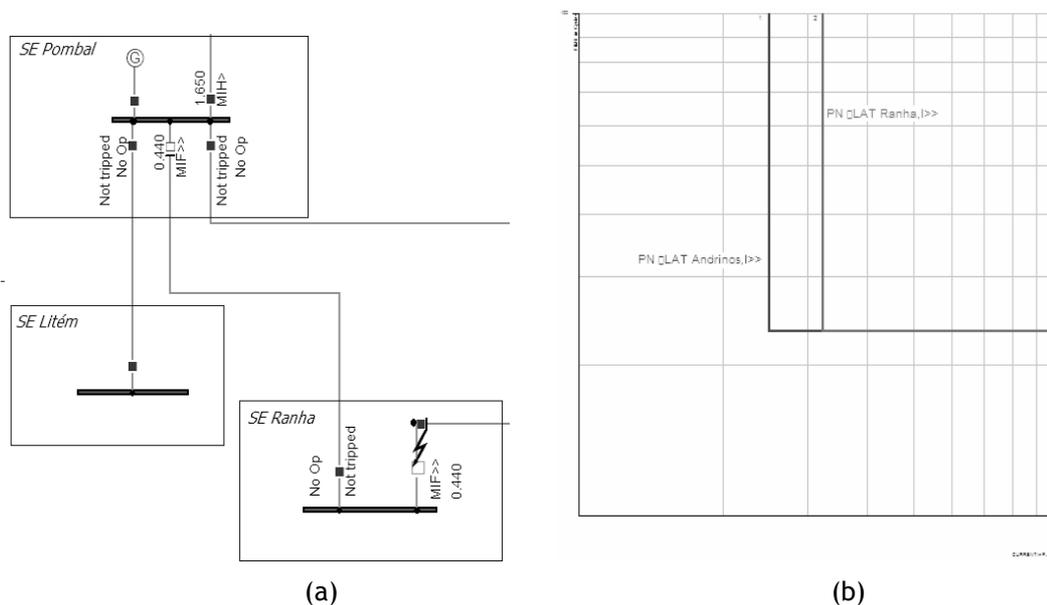


Figura 4.6 - Disparo não selectivo da protecção de distância de Lavos para defeitos simulados nas linhas conectadas ao barramento remoto.

Defeitos francos (fase-terra e trifásicos) simulados nas proximidades do barramento de Ranha (linha Ranha-Andrinos), provocaram o disparo simultâneo do elemento I>> entre as protecções instaladas nos painéis de linha da SE Pombal e SE Ranha, conforme Figura 4.7(a).



**Figura 4.7** - Em (a) ilustra o disparo não selectivo entre as protecções de Pombal e Ranha. Em (b) a falta de discriminação temporal entre as duas protecções obtidas no módulo Coordination Graphics.

Na representação gráfica das características de operação do relé, representado na Figura 4.7(b), as curvas entre as duas protecções apenas são selectivas a nível amperimétrico, o que caracteriza-se por não ser suficiente para garantir a selectividade entre as protecções.

- b) Baixa sensibilidade do elemento instantâneo (I>>) para defeitos trifásicos e fase-terra na linha Pombal→Lavos.

Outro problema de sensibilidade é representada na Figura 4.8. Defeitos simulados no troço de linha entre Pombal→Lavos podem não ser isolados instantaneamente pela protecção de linha instalada em Pombal no patamar I>>, havendo apenas disparo instantâneo em zona 1 da protecção de distância em Lavos. Defeitos trifásicos e fase-terra (francos e resistivos) simulados a cerca de 70% do comprimento da linha, serão eliminados somente após o tempo de 1,65s. Um defeito trifásico A simulado é representado na curva característica do relé da Figura 4.8(b). Este é somente sensibilizado em I> devido a impedância da linha que limita a corrente de curto-circuito.

O elevado tempo para eliminação de defeitos expõe a linha e equipamentos da SE Pombal às altas magnitudes de corrente de curto-circuito com risco de provocar grandes stress térmico ou danos nos equipamentos da rede. Além disso, há o risco das cavas de tensão suficientes para provocar o desligamento de outras partes sãs do circuito.

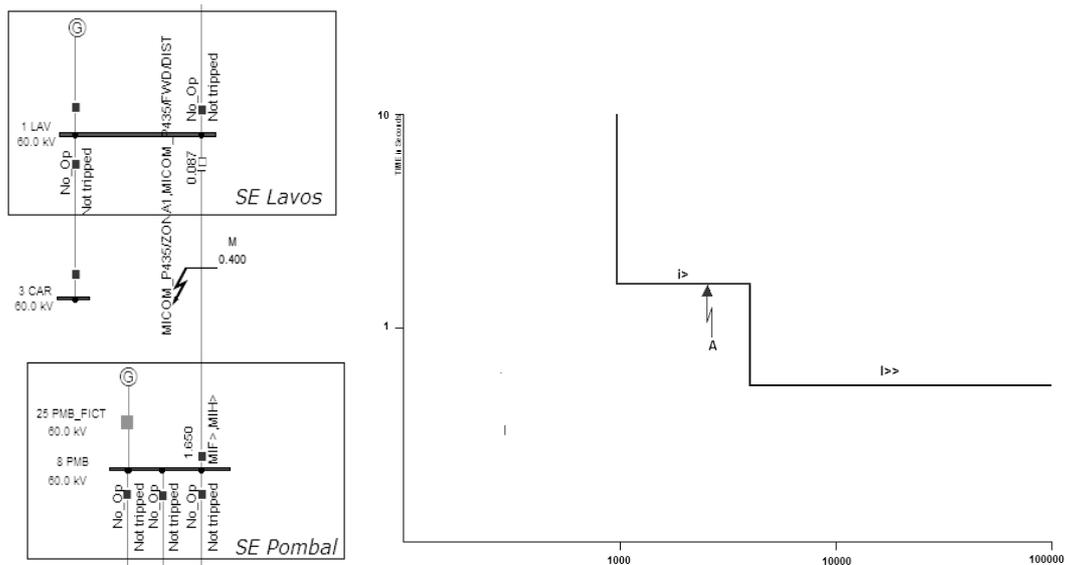


Figura 4.8 - Disparo temporizado da protecção instalada na SE Pombal.

Uma alternativa para este problema seria a reduzir o ajuste do relé de forma ser sensibilizado por uma corrente de curto-circuito mínima junto ao barramento de Lavos, mas as características não direccionais da protecção MI, permite um escalonamento temporal não superior a 150 ms. Isto eleva drasticamente o risco de disparos não selectivos, considerando que um valor aceitável está entre 0,3-0,5s. Outra solução mais adequada seria a implementação de protecção de distância para proteger esta linha.

c) Disparos não selectivos para defeitos resistivos na linha Lavos-Carvalhais

A simulação no CAPE demonstrou que defeitos resistivos na linha Lavos→Carvalhais provoca o disparo não selectivo na protecção homopolar localizada em Pombal. De acordo com os critérios de regulação das protecções de linha das subestações da REN, a temporização da protecção homopolar ( $I_{0>}$ ) da linha Lavos→Carvalhais encontra-se parametrizada a 2,0s, enquanto que a de Pombal→Lavos a 1,65s. A solução não passa redução do tempo de actuação da protecção homopolar da linha Lavos→Carvalhais, pois além de comprometer a actual coordenação das protecções instaladas à jusante, por ser o injectores principal da rede AT, este de forma alguma deverá ter as parametrizações do sistema de protecção inferiores a de qualquer outra subestação da rede.

O critério de regulação para a protecção de distância discutido na secção 2.4, não garante restringir o disparo da protecção apenas para a linha protegida, mas também, para defeitos imediatamente após o barramento. Isto faz com que defeitos imediatamente após o barramento de Lavos sejam sensibilizados pela protecção de Pombal. Isto demonstra que a técnica de selectividade por ajuste temporal não garante a protecção adequada da linha, mesmo em conjunto com a técnica por corrente.

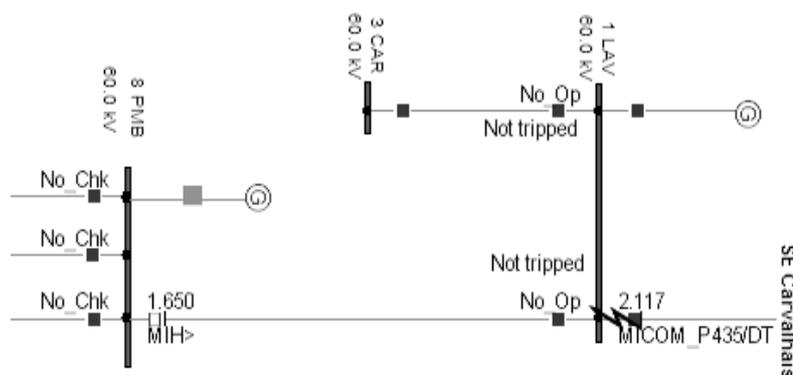


Figura 4.9 - Disparo da protecção MIH na SE Pombal para defeitos resistivos na linha Lavos→Carvalhais.

O conceito da protecção diferencial ou por canais de comunicação, além da implementação de protecção de distancia com funções incorporadas na SE Pombal, podem apresentar uma boa resposta diante deste problema. Contudo, este estudo deve-se ter em conta a viabilidade técnica e económica para implementação destas filosofias de protecção. A outra solução mais viável seria o ajuste do relé MI da SE Pombal para detectar defeitos somente na própria linha a qual estão associados, já que na filosofia da EDP as regulações das protecções não contemplam a protecção *backup* das linhas que conectadas às subestações da REN.

- d) Ausência de protecção homopolar de terra para a linha Pombal→Litem não detecta defeitos altamente resistivos.

A linha que interliga as SE's Pombal→Litem de 9,7 km, não possui protecção homopolar. Este facto coloca em risco a linha para defeitos fase-terra resistivo, já que protecção MIF detecta apenas defeitos poucos resistivos [14]. Sendo um tipo de defeito que mais ocorre na rede eléctrica, esta função de protecção corre o risco de não detectar defeitos com esta característica. Uma forma de assegurar a protecção adequada da linha, seria a implementação de uma protecção homopolar de terra para a protecção desta linha.

#### 4.7.2 Problemas de Alcance das Zonas de Protecções de Distância

Alguns dos problemas detectados relacionadas com as protecções de distância modelizadas são descritas a seguir.

- a) Problema de ajuste nos alcances das protecções de Gala e Lavos

As zonas de protecção do relé de distância de Gala encontram-se ajustadas a um baixo alcance conforme a Figura 4.10(a). Com o alcance reduzido as linhas remotas conectadas à SE Vila Robim permanecem sem protecção *backup*. Apenas cerca de 50% da linha protegida está

a ser coberta pela zona 1. No que respeita à protecção *backup*, qualquer falha coberta pelo seu alcance poderá expor a linha altas magnitudes de correntes com consequências para os equipamentos da rede.

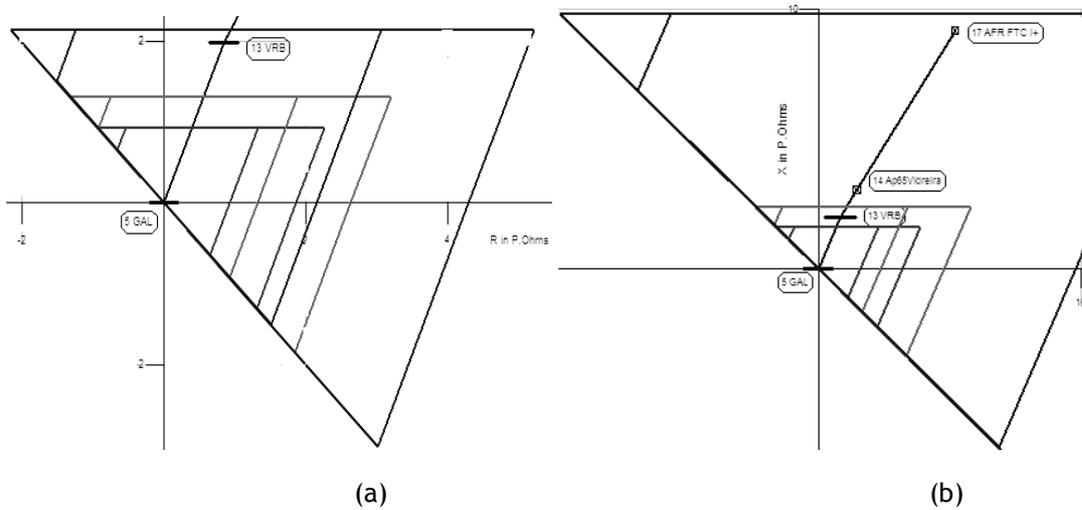


Figura 4.10 - (a) Alcance reduzido das zonas de protecção de Gala. (b) Alcance das zonas de protecções ajustados.

#### b) Problema de nos alcances das protecções na linha Vila Robim→São Julião

O alcance das zonas de protecções de distância de Vila Robim→São Julião encontram-se com baixo ajuste. Pelo facto de São Julião ser uma subestação terminal o alcance da zona 2 e 3 podem ser iguais, mas com tempos de disparos distintos, conforme definido nos critérios de regulação das funções de protecção e automatismo das Redes AT (DCQS-ARES) [44].

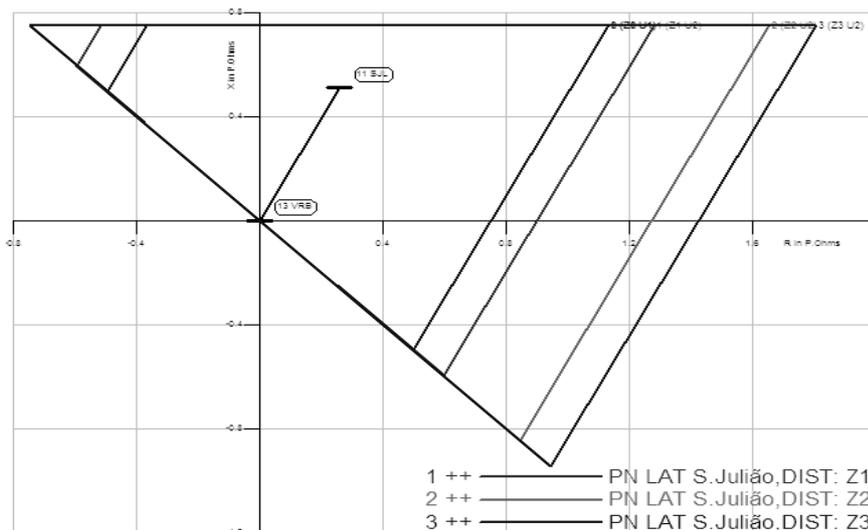


Figura 4.11 - Sobrealcance da zona 1 da protecção de distância da linha Vila Robim→São Julião.

## c) Problema de ajuste nos alcances das protecções de Lavos→Carvalhais

A zona 1 da protecção de distância de Lavos apresenta um sobre alcance que compreende a uma cobertura de toda a linha protegida mais 90% da linha conectada ao barramento remoto. Qualquer defeito dentro do alcance comum da zona 1 de protecção das PS provoca o disparos não selectivos entre a PD de Lavos e a da protecção de linha do barramento remoto. Este problema foi verificado para defeitos simulados nas linhas Carvalhais→Gala, Carvalhais→Cevai e Carvalhais→Sopores. A redução do alcance da zona 1 da protecção de Lavos é a melhor alternativa para sobrepor este problema.

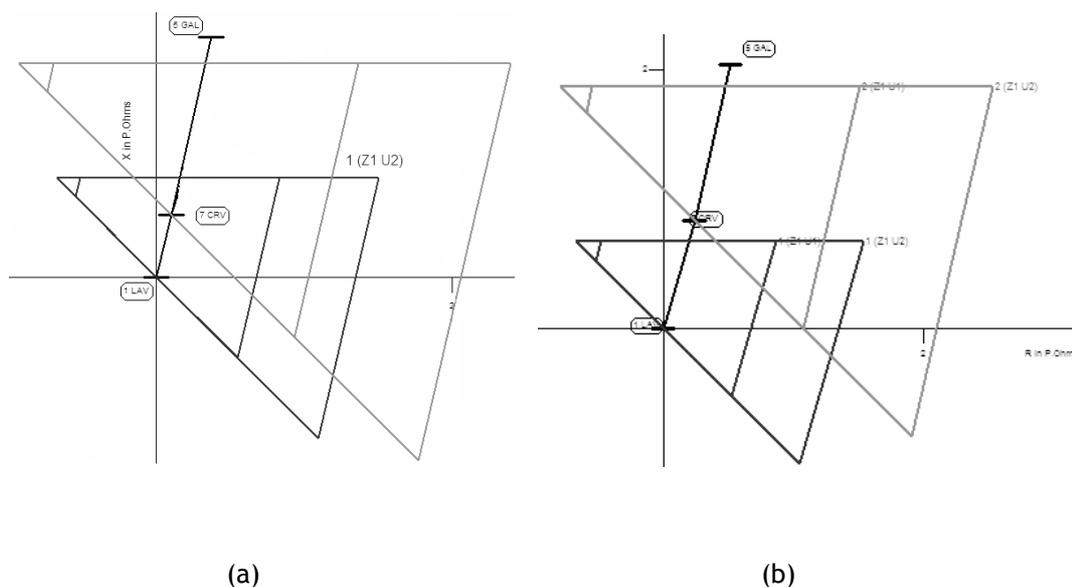


Figura 4.12 - (a) Sobrealcance da zona 1 da protecção de distância de Lavos. (b) Zona de alcance reajustada para 80% da linha protegida.

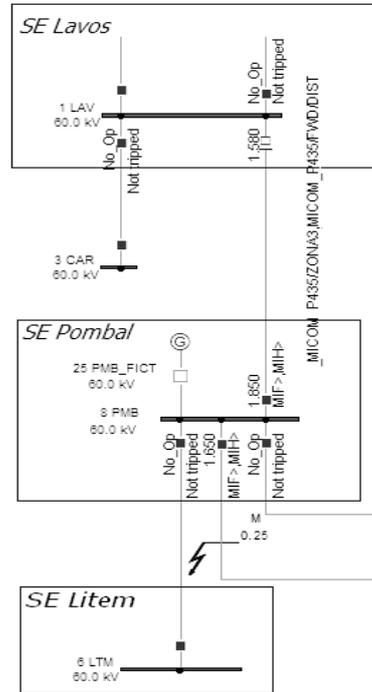
#### 4.7.3 Problemas da Compensação Residual para Defeitos Fase-Terra Resistivos

Defeitos resistivos nas redes podem provocar alterações na impedância medida pela protecção de distância e provocar disparos não selectivos. Algumas destas alterações identificadas são discutidas considerando as variações na injeção de energia na SE Pombal.

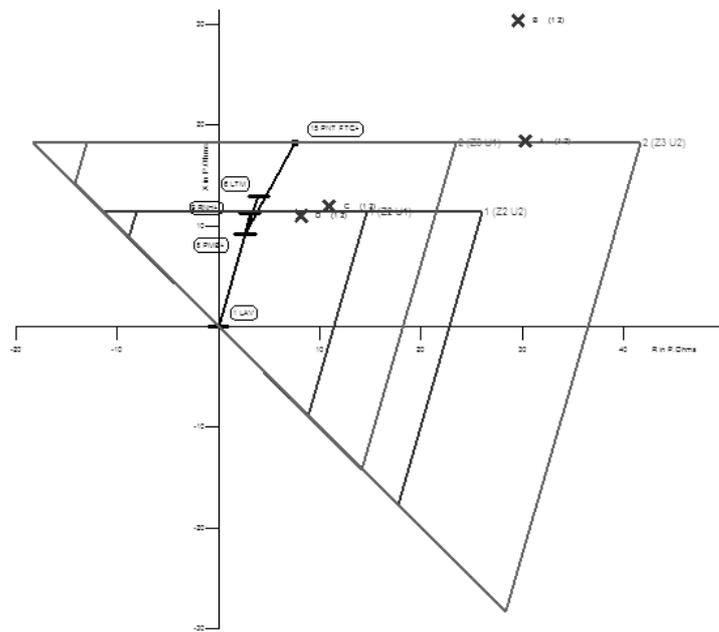
## a) Problemas de Selectividade da protecção de distância da linha Lavos→Pombal

Na simulação de defeitos fase-terra nas linhas que interligam a SE Pombal→Ranha e SE Pombal→Pontão, a protecção de distância instalada em Lavos apresenta disparos não selectivos para defeitos fase-terra e trifásicos simulados nestas linhas. Em virtude dos problemas da actual regulação das protecções MIF e MIH instalados nos painéis de linha da SE Pombal, alguns problemas de falta de selectividade identificados tiveram nesta a sua origem.

A simulação de defeitos com características resistivas nas linhas à jusante da SE Pombal, vistas pelas zonas de alcance da PD de Lavos, podem provocar o seu disparo, não selectivo, em zona 2 ou 3, conforme ilustrado na Figura 4.13(a).



(a)

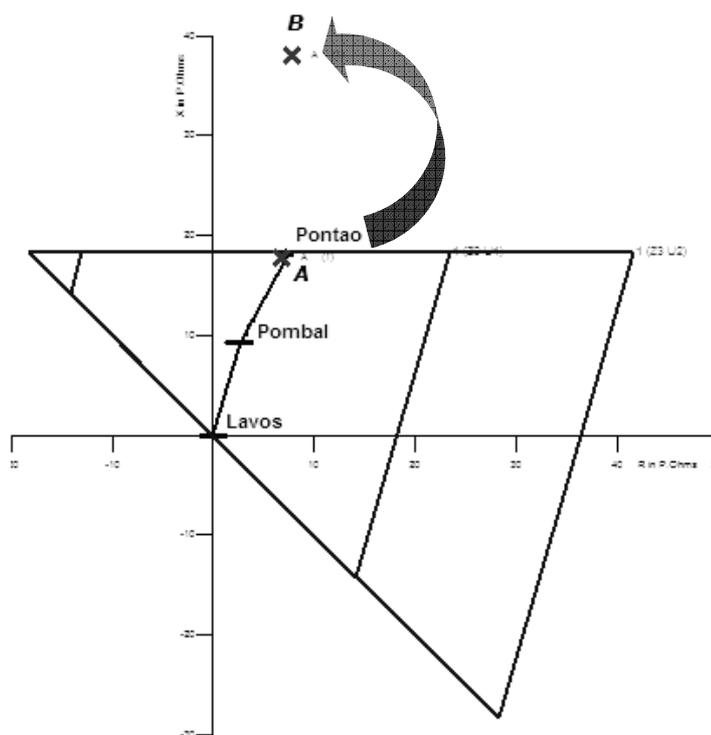


(b)

**Figura 4.13** - (a) Disparo não selectivo da protecção de distância de Lavos em zona 3. (b) Representação dos defeitos resistivos da protecção de distância em Lavos no plano R-X.

## b) Problemas de Selectividade devido à variações na geração da SE de Pombal

A entrada/saída de serviço do ponto de injector da SE Pombal podem provocar alterações na corrente de curto-circuito da rede e, conseqüentemente, a alteração no comportamento das protecções MI localizadas na SE Pombal e da PD que protege a linha Lavos→Pombal. Com o ponto injector de energia fora de serviço, o disparo instantâneo das protecções MIF de linha somente ocorrerão para possíveis defeitos trifásicos nos primeiros 25% do comprimento das linhas conectadas a este barramento. O ponto A, representado na Figura 4.14, demonstra a impedância vista pela protecção de distância de Lavos quando simulado um defeito fase-terra franco com a geração em Pombal fora de serviço. Com a geração de energia na subestação Pombal em serviço, o defeito vista pela protecção instalada na subestação de Lavos é deslocado para o ponto B. Contudo, deve-se considerar que na condição normal de exploração a geração em Pombal encontra-se ligada e, portanto, deve-se assegurar que a protecção de distância de Lavos garanta sempre a protecção *backup* da linha de maior comprimento conectada ao barramento da SE Pombal (Pombal→Pontão) em ambas condições de geração.



**Figura 4.14** - Deslocamento de um defeito resistivo de  $5\Omega$  simulado no plano R-X com variações da geração na SE Pombal.

A instalação de protecção de distância nos painéis de saída de linha da SE de Pombal poderiam minimizar as conseqüências relacionadas com tais variações no fornecimento de energia melhorando a selectividade entre as protecções instaladas nas subestações à sua montante e jusante. A Figura 4.15 ilustra a simulação de um defeito resistivo de  $5\Omega$  com a

presença de PD na linha de Pombal→Ranha/Pontão, sendo eliminados instantaneamente e zona 1.

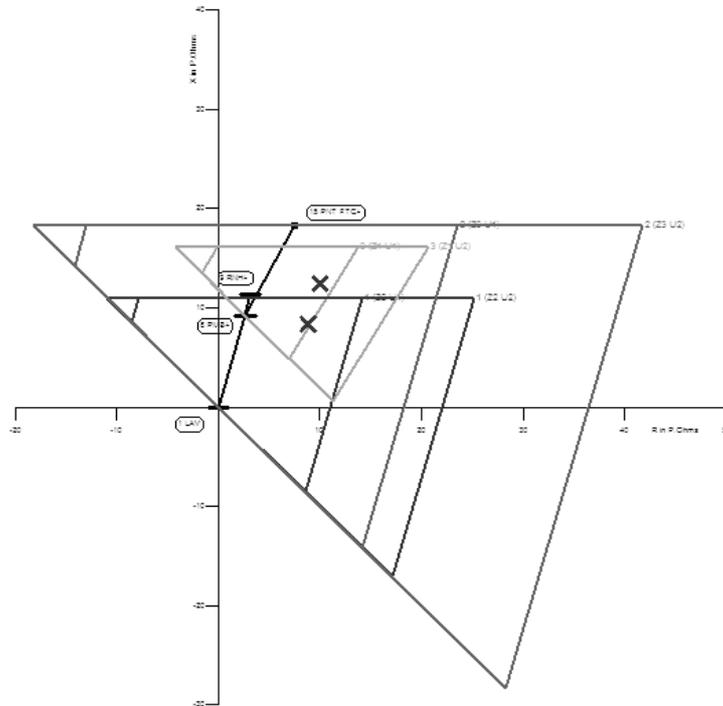


Figura 4.15 - Ilustração de um eliminado instantaneamente pela Zona 1 da PD da linha Pombal-Pontão.

Com a geração operacional em Pombal, os possíveis defeitos (fase-terra e trifásicos) resistivos ou francos nas linhas localizadas à montante da subestação são eliminados instantaneamente. As zonas de protecção de distância de Lavos, incluindo suas protecções incorporadas (MIF e MIH), irão actuar como protecção secundária. Contudo, para a protecção de linha Lavos→Pombal, zona 3 ou deslocamento do defeito para fora da zona 3, representado na Figura 4.14, torna-se um problema. Se ajustar o alcance da zona 3, de forma a elevar o seu alcance para assegurar o *backup* da linha do barramento remoto, corre-se o risco deste alcance interceptar a zona de da impedância de carga, representada na Figura 2.12, fazendo com que o relé dispare na condição normal de operação da linha.

#### 4.7.4 Alteração da Filosofia de Protecção

Algumas das actuais parametrizações dos relés de protecção utilizados para proteger as linhas na área de rede do injector de Lavos, compromete a continuidade no fornecimento de energia devido ao problema da falta de selectividade. A implementação de relés não direccionais em configurações de redes com a presença de duas ou mais pontos de injeção de energia demonstra não ser a melhor opção, pois apresenta problemas para a sua coordenação. O baixo intervalo de disparo entre dois relés contribui para elevar o risco de desligamento indesejável na linha protegida e não corresponde à actual filosofia de protecção

que considera uma margem segura um intervalo mínimo de 0,3s. Estas situações reduzem a possibilidade de se obter melhor resposta da protecção para além de reduzir a flexibilidade operacional da rede. A necessidade de rever a actual filosofia de protecção torna-se fundamental para garantir a melhoria a continuidade no fornecimento do serviço. Desta forma algumas das alterações são:

- Elevação da temporização da zona 2 e 3 da protecção de distância de Lavos para 0,5s e 1,3s, respectivamente, para assegurar a selectividade com as protecções no patamar I>> à jusante.
- Ampliar o alcance da zona 3 da protecção de distância de Lavos para a máxima corrente de *infeed* de forma a assegurar a protecção de toda a linha do barramento remoto (Pombal). É necessário assegurar que a zona 3 seja sensibilizada para a maior impedância de defeito aparente. Este ajuste deverá ser suficiente para não causar sua operação na zona de carga e a descoordenação com as outras protecções [45].
- Instalação de protecção homopolar de terra no painel de saída para Litem. Defeitos fase-terra são considerados universalmente ser o problema mais comum na rede. Dados históricos mostram que a maioria das interrupções na rede eléctrica tem origem neste tipo de defeito [46]. A instalação de protecção homopolar nesta linha evitaria possíveis disparos não selectivos da protecção *backup* para defeitos fase à terra.
- Para garantir a coordenação com protecções fusíveis instaladas à jusante da SE Pontão e SE Ranha, o ajuste mínimo de I>> da protecção devem ser 0,35 e 0,25s, respectivamente. Esta regulação permite garantir não só a selectividade ajuste amperimétrico, mas também o cronométrico com as protecções da SE Pombal.

As alterações descritas melhoram a selectividade entre as protecções das SE's Lavos e Pombal, contudo não é possível obter um escalonamento temporal com uma margem segura para disparo entre relés de 0,3s. Esta situação torna-se um problema pois, a selectividade do disparo é confiável na ordem de 0,3-0,5s, conforme descrito na subsecção 3.4.4.

A implementação de protecção de distância nos painéis de linha da SE Pombal minimiza as limitações discutidas na subsecção 4.7.2 e traz alguns benefícios em termos de coordenação e selectividade para as respectivas protecções, tais como:

- Linha Pombal→Ranha - A instalação de protecção de distância com outras funções de protecção incorporadas permite rapidez no isolamento de defeitos na linha protegida e melhor selectividade com a protecção do barramento remoto de Ranha (em configuração especial de exploração) e com a protecção do barramento de Lavos à montante, assegurando melhor discriminação do intervalo de tempo de actuação entre os relés. Outra vantagem é o facto do relé não ser

afectada pelas variações na geração em Pombal, como ocorre com as protecções MIF e MIH, permitindo um menor tempo para o isolamento do defeito e uma maior flexibilidade para exploração da rede.

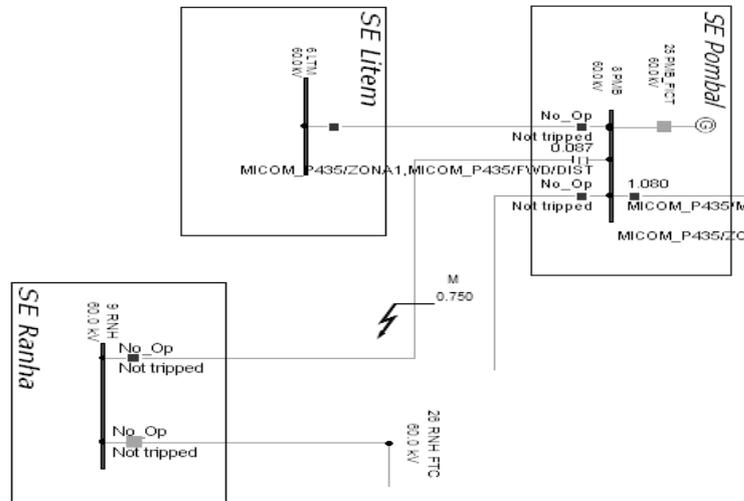


Figura 4.16 - Rápido isolamento do defeito com implementação da protecção de distância.

- Em relação à linha Pombal→Lavos, a protecção de distância melhora a margem de segurança do intervalo de disparo entre as protecções e, sua característica direccionada, não permite disparos fora da zona protegida, além de eliminar o problema de disparos não selectivos para defeitos fase-terra resistivos na linha Lavos→Carvalhais. Como protecção primária, a protecção de distância actuará instantaneamente para possíveis defeitos na linha protegida e a 0,5s para o restante da linha. Esta situação sobrepõe o problema do elevado tempo para eliminação.

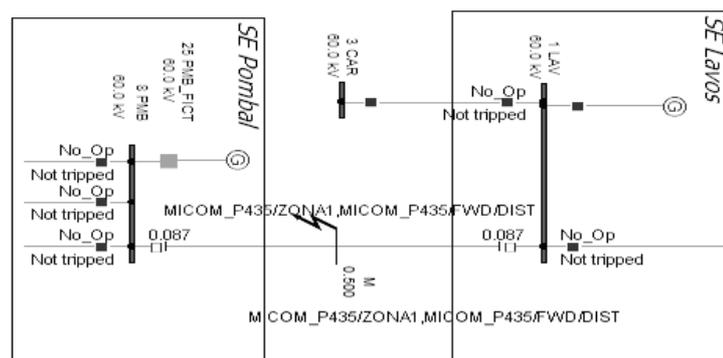


Figura 4.17 - Isolamento instantâneo para defeitos simulados nas linhas Lavos-Pombal

- Em relação ao problema no alcance da zona 3 da PD de Lavos devido ao problema do infeed uma solução que têm sido utilizada como último recurso é a implementação da filosofia de protecção primária e backup na própria subestação.

Esta solução viola um dos princípios fundamentais da filosofia do backup em assumir que a falha para abertura é somente devida a falha no disjuntor ou no circuito de abertura entre o relé e o disjuntor [6]. Em outras palavras, assume que o equipamento do relé de protecção ou a tensão da fonte de alimentação não irá falhar. Da mesma forma, a utilização de protecção diferencial ou fio piloto pode não ser viável economicamente, pois estes tipos de filosofia só é económico para linhas com comprimentos não superior a 15Km, sendo que esta apresenta 22Km de comprimento.

Uma opção mais económica e viável é a alteração da condição de exploração da linha, abrindo o disjuntor de Pombal, fazendo que a linha seja alimentada em condição normal de exploração pelo injetor da REN de Penelas. Desta forma o disjuntor na SE Pombal passa a operar na condição de normal aberto.



**Figura 4.18** - Alteração da exploração normal da linha com abertura do disjuntor na SE Pombal.

Para a protecção backup para os outros troços de linha (Pombal→Litem e Pombal→Ranha) têm que ter em consideração a impedância de carga mínima para que o relé não intercepte a zona da impedância da carga. A PD de Lavos deverá assegurar a protecção backup do maior comprimento de linha, neste caso Pombal→Litem. A mínima impedância de carga da rede é  $Z_{min} = 63000/800 \times 1,73 = 45 \Omega$ . Para ajuste de terra, o máximo valor na direcção de R será 70% de  $Z_{min} = 32 \Omega$  e para o ajuste de fase será 60% de  $Z_{min} = 27 \Omega$

#### 4.7.5 Sumário

As variações na fonte geradora de energia conectada em Pombal podem provocar mudanças no comportamento das protecções MIH e MIF, onde a continuidade do serviço e integridade dos equipamentos instalados na rede ficam comprometidas. A instalação de protecção de distância com funções incorporadas pode oferecer melhor selectividade diante de redes com alimentação multilateral além de possibilitar melhor flexibilidade operacional, principalmente quando esta estiver a operar em condição de recurso.

## 4.8 Modelização da Rede AT do Injetor de Bodiosa

A área de rede AT do injetor de Bodiosa apresenta, basicamente, uma configuração de rede radial sem a possibilidade de ser explorada em anel. Outra característica é que ela apresenta instalações de produção independente, nomeadamente parques eólicos e centrais mini-hídricas.

Os tipos de protecções instaladas nas subestações encontram-se discriminadas na tabela abaixo.

Tabela 4.2 – Tipos de protecções instaladas na área de rede de Bodiosa.

Subestações		Protecção Diferencial	Protecções de Distância com		Direccionalidade	Tipo
			MIF	MIHD		
Bodiosa	Mourisca		X	X	X	SIEMENS 7SAE612
	Nave		X	X	X	
	Gumiei		X	X	X	
	Orgens		X	X	X	
	PC Fornelo Monte		X	X	X	
Gumiei	Vouzela		X	X	X	ALSTOM MICOM P435
	S. Pedro Sul		X	X	X	
	PC Fornelo Monte					
	Castro D' Aire		X	X	X	
	Bodiosa		X	X	X	
Castro D' Aire	Erminda					
	S. Macário		X	X	X	
	Gumiei		X	X	X	
Vouzela	PC Fornelo Monte				X	
	Gumiei		X	X	X	
PC Fornelo do Monte	Bodiosa					
	Vouzela		X	X	X	
	Tondela					
Mangualde	Viso		X	X	X	
	Vila Chã		X	X	X	
Tondela	Vila Chã		X	X	X	
	PC Fornelo Monte		X	X	X	
Viso	Mangualde		X	X	X	
	Viseu		X	X	X	
	Lusofinsa		X	X	X	
	Orgens	X	-	-	-	ABB SPAJ 141C
Orgens	Bodiosa		-	-	-	ABB SPAJ 141C
	Viso	X	-	-	-	
S. Pedro Sul	Arouca		-	-	-	-
	Gumiei		-	-	-	-
Nelas II	Lusofinsa		-	-	-	-
	Vila Chã		-	-	-	-
Lusofinsa	Nelas II		-	-	-	-
	Viso		-	-	-	-

Os dados disponibilizados para a parametrização das protecções da SE Bodiosa foram carregados através do Módulo Database Editor do software CAPE. O tipo de relé de distância instalado nesta subestação é da fabricante SIEMENS, cujo modelo é a 7SAE612.

Com base nas curvas de actuação dos relés associadas à função de protecção de distância, procedeu-se à verificação da sua operacionalidade relacionada com as zonas de protecção, considerando os factores da direccionalidade, alcances (resistivos e reactivos) e tempos de

actuação de cada zona, além da análise da coordenação gráfica das funções de protecção MIF e MIH direccional.

A topologia de configuração normal de exploração não constitui as seguintes subestações:

- Subestações Nelas, Nelas II, Lusofinsa.
- Subestações Mangualde, Rio Casca, Vila Chã.
- Subestação Fornelo do Monte (barra 3).

O diagrama unifilar da topologia normal e de recurso é representada na Figura 4.19.

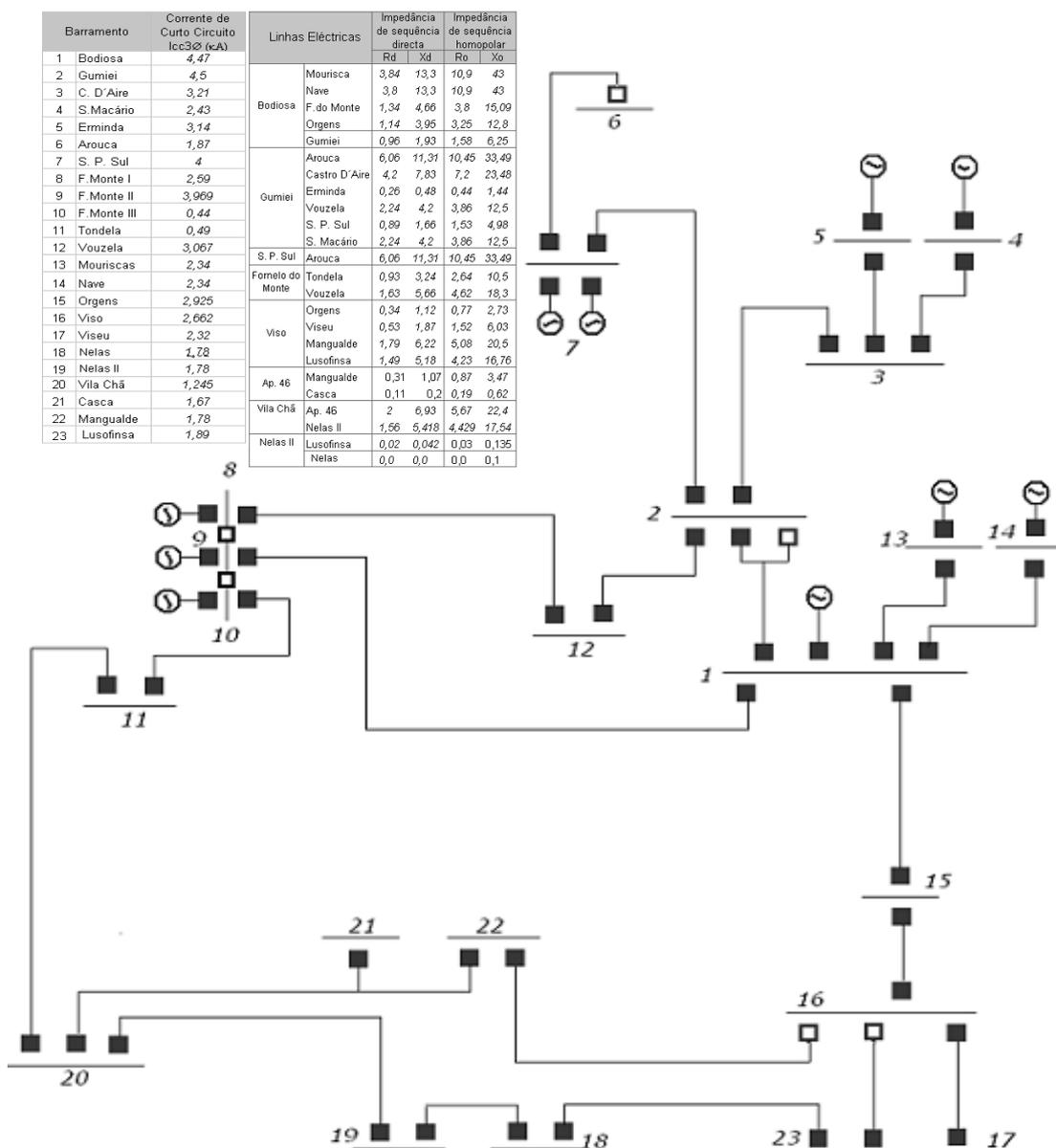


Figura 4.19 - Diagrama Unifilar da área de Rede de Bodiosa

A configuração especial de exploração constitui o injectador de Bodiosa a fornecer energia para as subestações Lusofinsa, Casca, Vila Chã, Nelas II e Manguade. Com base nas simulações feitas os defeitos detectados são descritos nas subsecções seguintes.

#### 4.8.1 Problema no Alcance das Zonas de Protecção de Distância

Alguns problemas foram detectados na área de rede de Bodiosa em relação ao alcance das zonas protecções de distância modelizadas:

##### a) Problemas nos alcances das protecções de distância da SE Bodiosa.

O tipo de relé instalado na SE Bodiosa faz parte do grupo de relés multifuncionais de última geração do tipo numérico com tecnologia digital microprocessada [43]. Estes relés possuem diversas zonas de protecção. O actual alcance das zonas do relé que protege a linha Bodiosa-Mourisca encontram-se bastante reduzidas.

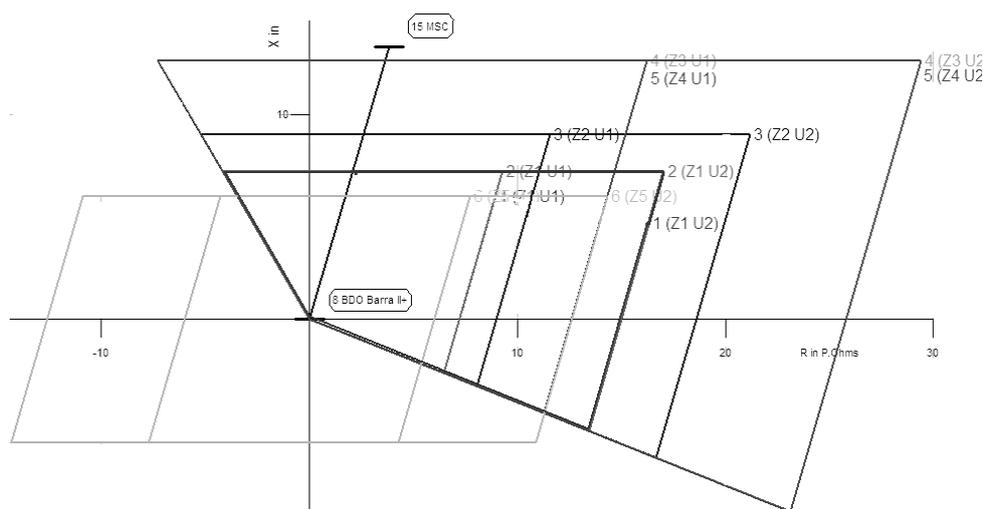


Figura 4.20 - Alcance das zonas da protecção de distância da linha Bodiosa→Mouriskas

Na Figura 4.20, observa-se que as zonas 1 e 2 possuem um alcance cerca de 50-60% da linha protegida. O alcance da zona 3 está ajustada apenas para detectar defeitos na própria linha, cujo tempo de disparo é 1,2seg. Este tempo apresenta-se demasiado alto se considerarmos que os defeitos na própria linha deveriam ser eliminados instantaneamente. Para além disso a zona 3 têm como função no relé de distância a protecção backup. Verifica-se também um demasiado número de zonas de protecção a proteger a linha. Problemas semelhantes, como os referidos anteriormente, também foram detectados nas outras protecções de distâncias instaladas nos painéis de linha Bodiosa-Nave, Bodiosa Gumiei, Bodiosa-Orgens e Bodiosa-Fornelo do Monte.

A definição do alcance resistivo e reactivo das protecções, conforme discutido na subsecção 2.4.2 (b), caracteriza-se por apresentar um alcance resistivo como sendo o dobro do reactivo. De modo semelhante que na área de rede de Lavos, os valores das impedâncias das cargas alimentados pelo injector da SE de Bodiosa, não são suficientes para interceptarem a zona do alcance resistivo das protecções de distância.

#### 4.8.2 Problema de falta de protecção primária na linha S.P.Sul-Arouca

A linha S.P.Sul→Arouca não possui qualquer tipo de protecção primária instalada. Defeitos nesta secção de linha será eliminado após 1,3s (zona 3) pela protecção de distância na SE Gumiei, o que torna-se preocupante quando se fala nos efeitos provocados pelas altas magnitudes de corrente de curto-circuito. A Figura 4.21 ilustra o problema da falta de protecção primária na linha, sendo apenas coberta pela zona 3 da PD de Gumiei.

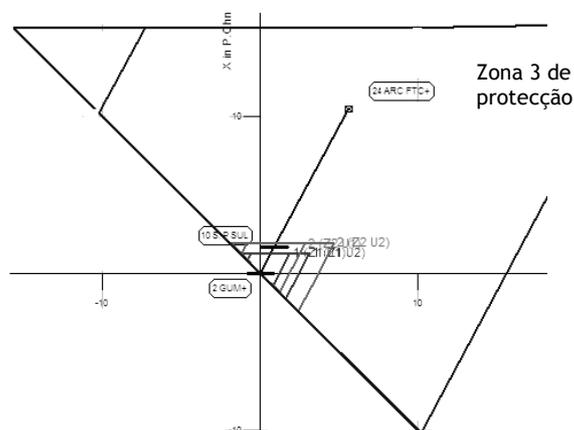


Figura 4.21 - Ilustração da cobertura em zona 3 da linha S.P.Sul-Arouca no plano R-X.

#### 4.8.3 Problema na Detecção de Defeitos Resistivos

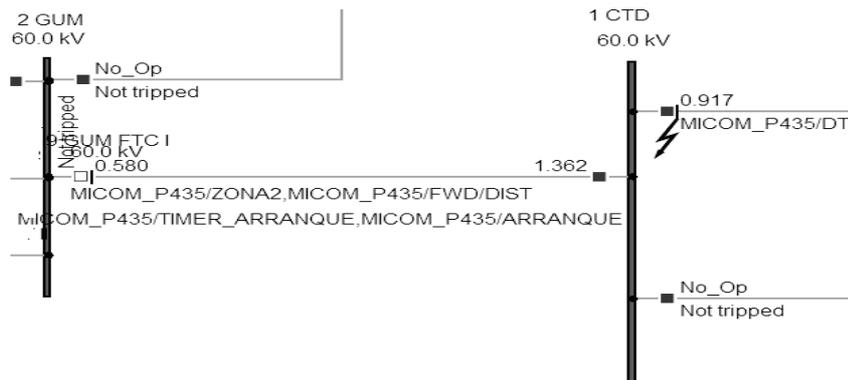
O ajuste do alcance das zonas de protecção dos relés são fundamentais para um disparo selectivo entre as protecções. Contudo, alguns defeitos resisitivos simulados contribuíram para desligamentos indesejáveis de algumas linhas na área de rede alimentada pelo injector Bodiosa.

##### a) Defeitos resistivos na linha Castro D´Aire→Erminda

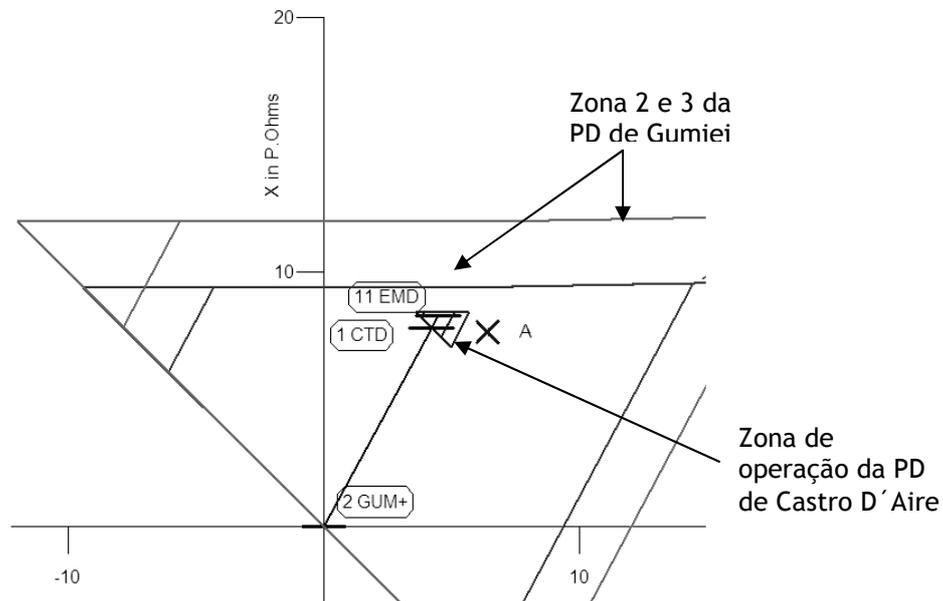
Defeitos fase-terra resistivos entre  $2\Omega$  e  $20\Omega$  simulados na linha que conectam as SE´s Castro D´Aire→Erminda provocam o disparo não selectivo em zonas 2 ou 3 da protecção de distância de linha da SE Gumiei, protecção backup desta linha. Este problema é caracterizado pelo reduzido comprimento desta linha, ocasionando que, para defeitos de deslocem para

fora da zona protegida da protecção de distância desta linha, provoque o disparo não selectivo da protecção de distância da linha Gumieir→Castro D´Aire, conforme ilustrado na Figura 4.22 (a) e 4.22 (b).

A linha Castelo D´Aire-Erminda possui uma elevada razão de grandeza entre a impedância da fonte ( $Z_s$ ) e a impedância da linha ( $Z_{L1}$ ) com  $SIR > 4$ . Conforme discutido na subsecção 3.5.2, a baixa relação entre a magnitude da corrente de curto-circuito junto ao barramento de Erminda e junto do gerador não fornecem uma boa indicação para a localização do defeito, tendo a protecção de distância pouco efeito na protecção desta linha.



(a)



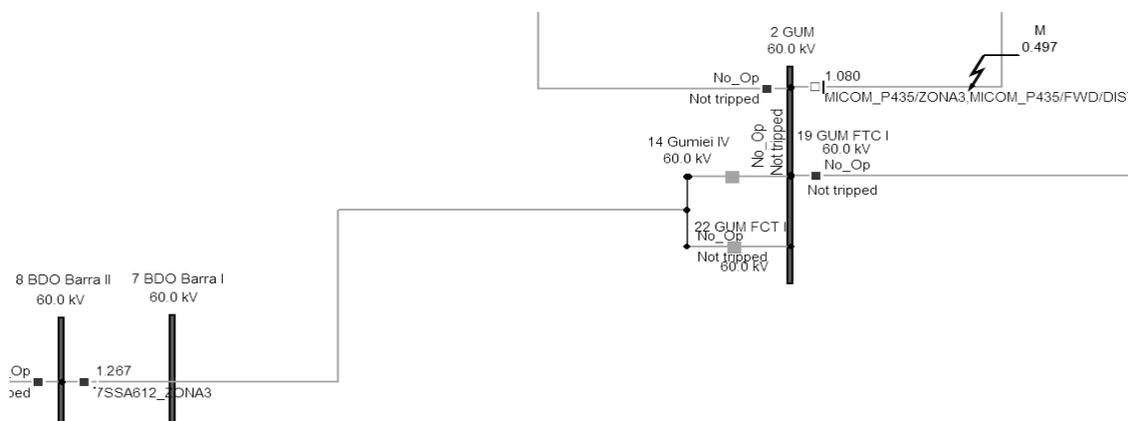
(b)

**Figura 4.22** - (a) Disparo não selectivo da PD da linha Gumieir→Castro D´Aire. (b) Caracterização do disparo em zona 2 para um defeito resistivo  $3 \Omega$  simulado na Figura 4.21 (a).

Um defeito resistivo de  $3 \Omega$  simulado na linha Gumieir→Castro D´Aire representado por A, na Figura 4.22(b) não é visto pelas zonas de protecções da PD de linha Castro D´Aire→Erminda, encontrando-se na zona 2 de protecção da PD de Gumieir, provocando o disparo desta protecção indesejavelmente.

b) Defeitos resistivos simulados na linha Gumieir→S.P. Sul

Defeitos resistivos entre  $5$  e  $35\Omega$  simulados na linha Gumieir→S.P.Sul, podem provocar disparos não selectivos na protecção de distância da linha Bodiosa→Gumieir.



**Figura 4.23** - Disparo não selectivo do relé da SE Bodiosa para defeitos resistivos na linha Gumieir→S.P.Sul

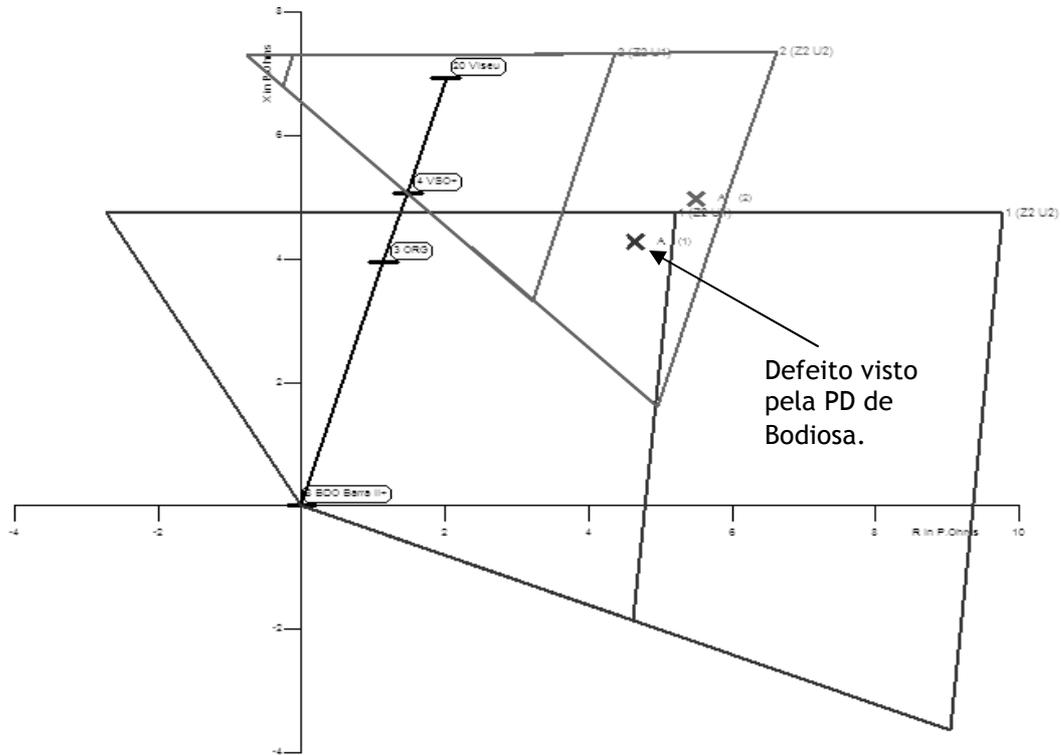
Na Figura 4.23, o actual ajuste de tempo para a zona 3 da protecção de Bodiosa, regulada a  $1,2s$ , demonstra-se não ser confiável em termos de margem de segurança, pois o intervalo de tempo mínimo de segurança que garante acomodar o tempo de abertura do disjuntor e o processamento de sinal do relé está entre  $0,3-0,5s$  [15].

c) Defeitos resistivos na linha Viso→Viseu/Lusofinsa

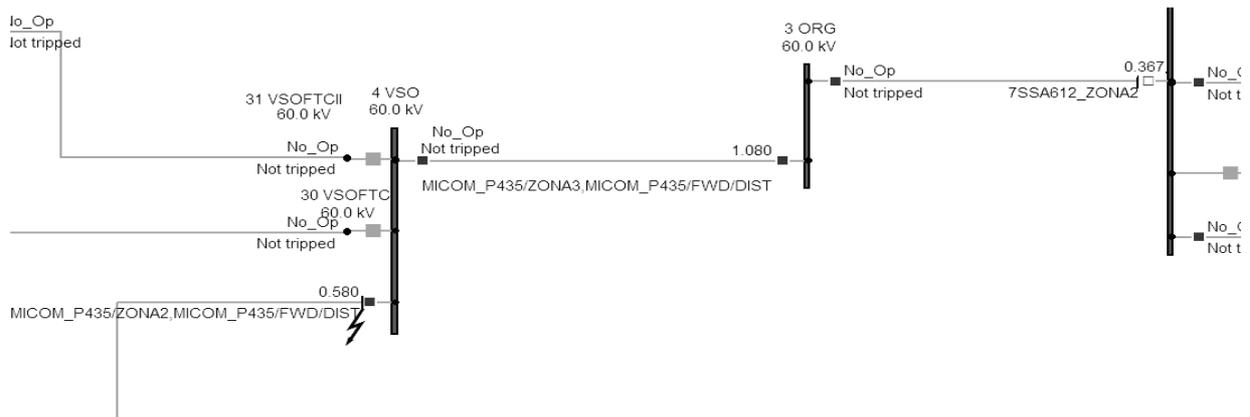
Os defeitos trifásicos e fase-terra francos simulados nas linhas Viso-Viseu e Viso-Lusofinsa são eliminados instantaneamente enquanto que os defeitos resistivos apresentaram problemas de disparos não selectivos da protecção de distância instalada no painel de saída de Bodiosa.

Uma das falhas de selectividade entre protecções foi identificada em simulações de defeitos resistivos superiores a  $5\Omega$  na linha Viso-Viseu. Na ilustração da Figura 4.24(a), o comportamento da impedância vista pela protecção para um defeito resistivo de  $7\Omega$  é representado no plano R-X. Os ajustes temporais das zonas 2 das protecções de linha de Bodiosa e Viso encontram-se parametrizados a  $0,3s$  e  $0,5s$ , respectivamente. Defeitos

resistivos localizados na área comum entre as zonas, provoca o disparo não selectivo da protecção de distância de Bodiosa, conforme representado na Figura 4.24 (b).



(a)

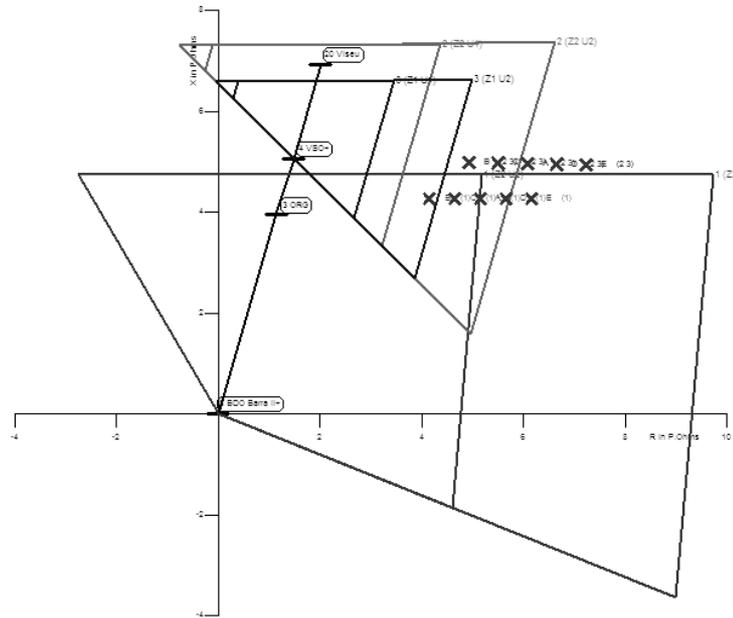


(b)

**Figura 4.24** - (a) Defeito resistivo de  $10\Omega$  visto pela zona 2 das duas protecções. (b) Disparo não selectivo da protecção para defeito resistivo de  $10\Omega$  na linha Viso→Viseu.

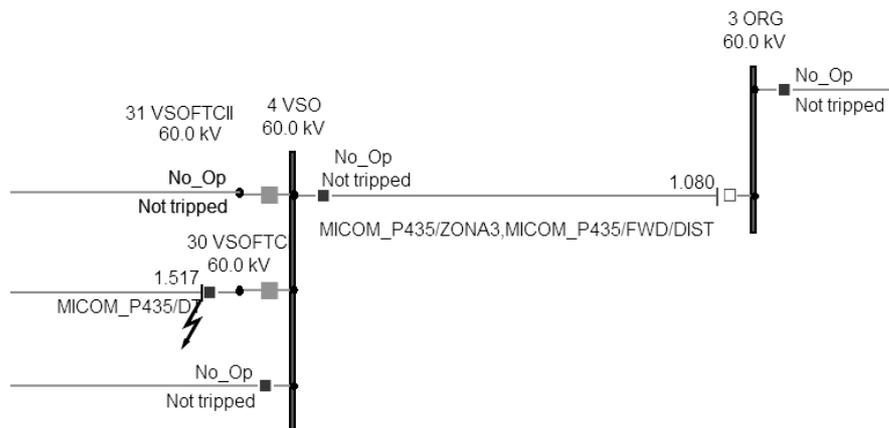
Uma alternativa para este problema é alterar o ajuste temporal da zona 2 da protecção de distância de Bodiosa e Viso para 0,5s e 0,3s, respectivamente. Apesar da alteração do tempo de disparo, outro problema detectado está relacionado com a falha da selectividade

longitudinal, conforme ilustrado na Figura 4.25, que pode provocar o disparo não selectivo da protecção de Bodiosa para defeitos na linha Viso→Viseu.

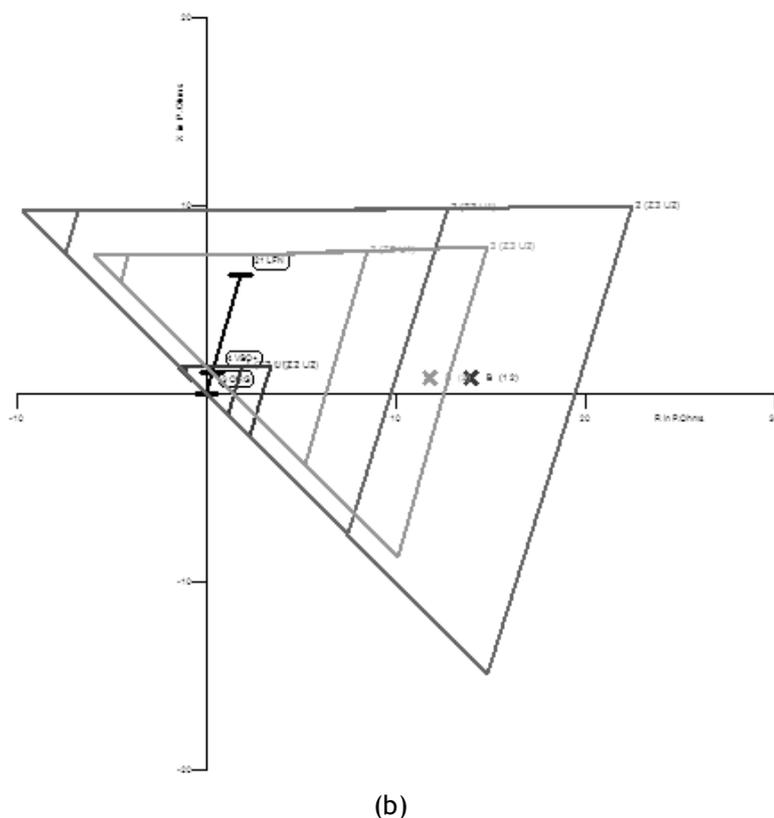


**Figura 4.25** - Falha de selectividade longitudinal entre as protecções. Alcance das zonas da protecção de distância da linha Bodiosa→Mouriscas.

O deslocamento da impedância no plano R-X, em virtude de defeitos resistivos simulados, provocou um outro problema relacionado com falhas de selectividade entre a protecção de distância (zona 3 e Arranque regulada) localizada em Orgens e a protecção direccional de terra instaladas nos painéis de linha Viso→viseu, em configuração normal de exploração e Viso-Lusofinsa/Mangualde em configuração especial de exploração. A actual característica da impedância vista pela protecção de distância de Orgens e Viso é representada na Figura 4.26(a).



(a)



**Figura 4.26** - (a) Defeito resistivo na linha Viso-Lusofinsa sensibilização pela zona 3 de Orgens. (b) Disparo não selectivo da protecção de linha Orgens→Viso em zona 3.

Na simulação de um defeito resistivo de  $10\Omega$ , a impedância desloca-se para fora da zona de alcance da zona de protecção da PD de Viso, ilustrada na Figura 4.26(b), sendo sensibilizada pelo seu elemento direccionado de terra regulado a 1,6s. De igual modo, a zona 3 da protecção de distância de Orgens, regulada a 1,3s, é sensibilizada pelo mesmo defeito provocando o disparo não selectivo da protecção.

Nesta análise conclui-se que, apesar da parametrização estar definida conforme critério para regulação dos alcances da protecção de distância, definido na subsecção 2.5.2, nem sempre é possível obter uma resposta satisfatória da protecção quando instalada para proteger uma linha. Desta forma, a garantia da continuidade do serviço fica bastante comprometida, sendo necessário proceder a algumas alterações na filosofia de protecção da linha.

#### 4.8.4 Alteração da Filosofia para as Protecções da Área de Rede de Bodiosa

Na análise do comportamento das protecções da área de rede de Bodiosa problemas relacionados com o alcance das zonas de protecção, defeitos resistivos e a actual parametrização dos tempos de disparo das protecções, podem não responder aos requisitos exigidos pela rede eléctrica em termos de garantia da continuidade do serviço. Contudo, algumas proposições para a sobrepor os problemas discutidos, são colocadas a seguir.

- Ajuste do alcance das zonas de protecção das protecções de distância instaladas na SE Bodiosa, conforme critérios de coordenação e selectividade com a redução do número de zonas de protecção. O mínimo de duas zonas são necessárias para a protecção primária devido a impossibilidade de determinar se um defeito ocorre dentro ou fora da secção de linha. Uma terceira zona direccional pode ser considerada para fornecer a protecção backup para a linha remota [28]. Desta forma, as três zonas de protecção apresentam ser suficientes para cobrir a extensão desejada da linha.
- No que respeita a falta de protecção primária na linha S.P.Sul→Arouca, uma alternativa para este caso é alterar a configuração normal de exploração da linha abrindo o disjuntor junto à SE S.P.Sul e fechando o disjuntor localizado no barramento de Arouca. Desta forma, a linha será alimentada pela SE Arouca, o que representa uma vantagem, já que em Arouca a linha possui protecção de distância instalada em seu painel de linha. Esta solução é demonstrada na Figura 4.27.

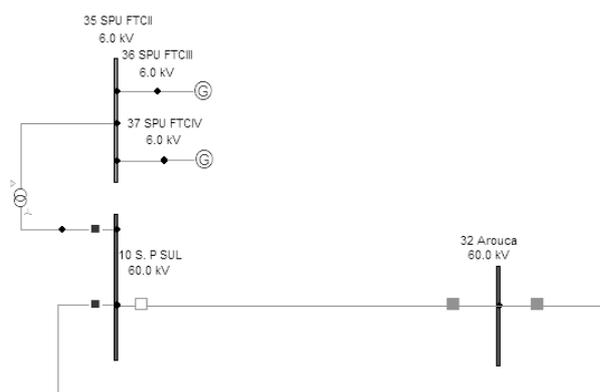


Figura 4.27 - Proposta de alteração da exploração da linha S.P.Sul-Arouca.

- A linha Castro D´Aire→Erminda protecção de distância da linha Castro D´Aire→Erminda possui baixa efectividade na protecção da linha. As correntes de curto-circuito simuladas no módulo Short-Circuit apresentou correntes de 2,14 kV e 2,21 kV para defeitos trifásicos simulados junto a barramento de Castro D´Aire e Erminda, conforme ilustrado na Figura 4.28.

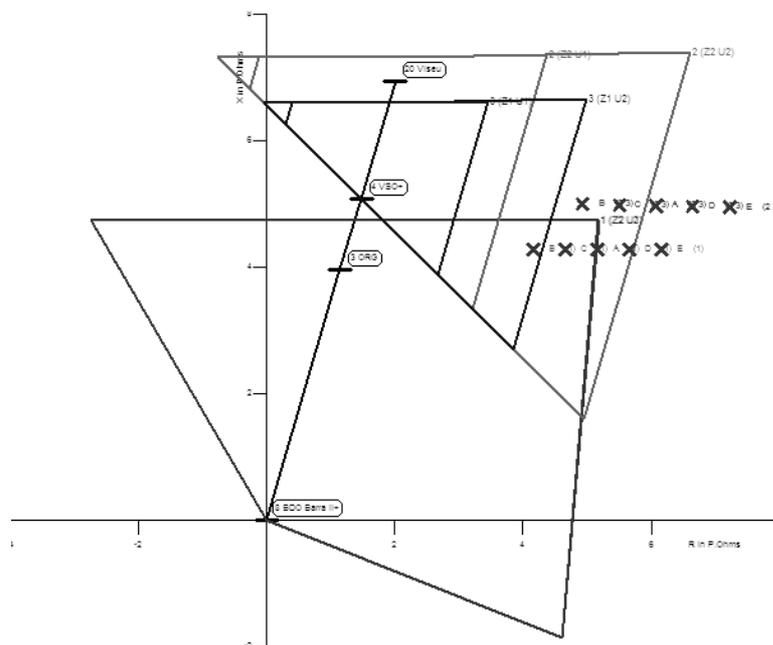


Figura 4.28 - Valores aproximados das correntes de curto-circuitos no extremo da linha Castro D´Aire-Erminda situadas.

Com estas características, a protecção destas redes são melhores definidas para protecções com relés MIF e MIH [28]. Contudo, a implementação de elementos de MI sem nenhum recurso associado, não garante a eliminação instantânea de curto-circuitos francos na linha, visto que alguns defeitos podem ser sensibilizados somente por  $I >$  ou  $I <$ , cujos tempos de disparos não permitem um escalonamento temporal com a zona 2 da PD de Gumie, regulada a 0,5s.

A característica do curto comprimento da linha associado à necessidade de eliminação de defeitos instantâneos, sugere que a implementação de protecção diferencial nesta secção de linha é a melhor opção. Esta alteração de filosofia de protecção demonstrou, após simulações de defeitos fase-terra e trifásicos (francos e resisitivos), ser suficientes para a protecção da linha, não sendo detectados qualquer evento de disparos não selectivos da protecção de linha Gumie-Castro D' Aire.

- A actual temporização definida para as zonas 2 e 3 das protecções de linha da SE Bodiosa apresentaram algumas limitações no que respeita a margem de segurança entre as protecções de Bodiosa e Gumie e no disparo não selectivo entre as protecções Bodiosa→Vouzela e Bodiosa→Orgens.



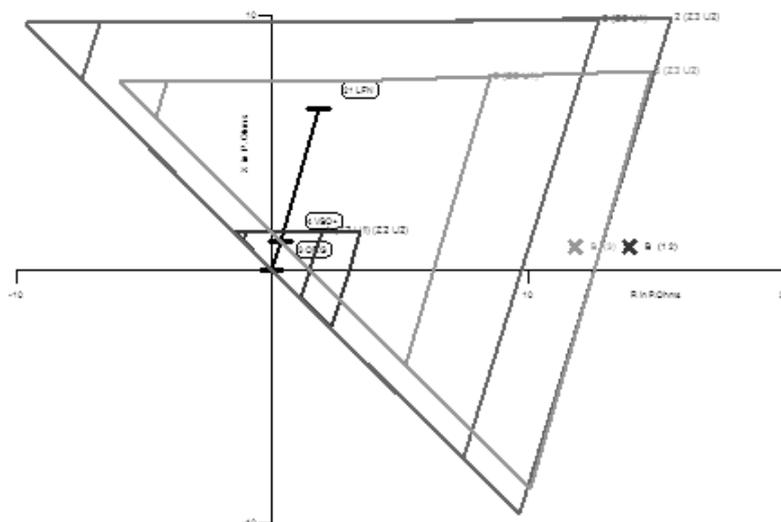
**Figura 4.29** - Melhoria da selectividade longitudinal com a redução do alcance resistivo da zona 2 da protecção de distância de Bodiosa.

A alteração do tempo de disparo da zona 2 para 0,5s e da zona 3 para 1,3s das protecções de distância de Bodiosa, supera os problemas discutidos, não apresentando falhas de selectividade. Para garantir a selectividade relacionada com o

problema da falha de selectividade longitudinal da protecção de linha Bodiosa-Orgens, a solução mais adequada para o problema passa por reduzir o alcance resistivo da zona de protecção, conforme ilustrado na Figura 4.29.

O facto de reduzir o alcance resistivo implica que para defeitos resistivos a zona 2 pode não sensibilizar alguns defeitos. Contudo, após a alteração das características da zona de protecção, não foi detectado problemas de falta de selectividade em simulações de defeitos fase terra e trifásicas nas linhas Viso→Viseu, Viso→Lusofinsa/Mangualde. A mesma alternativa é proposta para a protecção de linha Orgens→Viso (zona 3), onde se obtêm uma melhor resposta no comportamento da protecção para possíveis defeitos resistivos nas linhas que conectam a SE Viso com os barramentos remotos.

- No que respeita a exploração da linha Viso→Mangualde em regime especial, a simulação demonstrou que as protecções direccionais de terra apresentaram disparos não selectivos quando sensibilizadas. A actual regulação temporal do elemento direccional que protege a linha Mangualde→Vila Chã (1,6s) é a mesma que protege a linha Viso→Mangualde. A falta de escalonamento temporal é suficiente para provocar disparo simultâneo das duas protecções. A alteração do escalonamento temporal entre as protecções das SE's Orgens, Viso e Mangualde, tendo em conta a margem de segurança de 0,3s, possibilita que a rede seja explorada em condição de recurso sem prejuízo para a selectividade entre as protecções.
- A falha de selectividade longitudinal detectada entre as protecções de linha de Orgens→Viso, Viso→Viseu/Lusofinsa podem ser ultrapassadas com a redução da zona de alcance das protecções parametrizadas de forma a eliminar a falta de selectividade.



**Figura 4.30** - Disparo não selectivo da protecção de distância em Orgens devido a falha de selectividade longitudinal para defeitos simulados na linha Viso→Lusofinsa.

Na redução do alcance resistivo da linha Viso→Viseu e da linha Viso→Lusofinsa, demonstra-se que é o suficiente para não ser detectada falha de selectividade para defeitos trifásicos e fase-terra (francos e resistivos) entre protecções instaladas em Orgens e Viso.

#### 4.8.5 Sumário

Neste capítulo foi feita uma análise dos problemas relacionados com a coordenação e selectividade das protecções que estão instalados nas subestações da área de rede de Bodiosa. Foram simulados alguns tipos de defeitos que ocorrem mais regularmente na rede analisando o comportamento dos relés de protecção diante das alterações das configurações de exploração da rede eléctrica. No que diz respeito aos defeitos com características resistivas, a actual parametrização do módulo e ângulo da compensação residual ( $K_0$ ) não é suficiente para fazer a compensação da impedância vista pela protecção de distância, principalmente quando depara-se com problemas de selectividade longitudinal. Contudo, alterações nas características de operação das protecções foram suficientes para proteger a linha sem a necessidade de recursos mais avançados.

# Capítulo 5

## Conclusões e Perspectivas de Desenvolvimentos Futuros

### 5.1 Introdução

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões, que têm como base sugerir melhorias diante da problemática da coordenação de relés de Máxima Intensidade nas redes AT simuladas. No final do capítulo são apresentados as perspectivas futuras para continuidade deste estudo de análise.

### 5.2 Principais Conclusões

Para coordenar as protecções de um sistema eléctrico utilizando protecção de distância, MIF e MIH não basta conhecer os critérios para a parametrização de seus *settings*, mas também outras condições como, tipo e configuração da rede incluindo suas configurações de exploração e até mesmo, o tipo de relé de protecção a ser utilizado. Desta forma, é de fundamental importância reunir todas as informações características da rede para melhor avaliar o comportamento das protecções.

Esta análise permitiu que para a rede AT de Lavos fosse identificadas limitações na implementação de protecções MI instaladas na SE Pombal relacionadas à condição de exploração da rede e às suas características não direccionais. A configuração de rede com a predominância de relés de máxima intensidade de fase e/ou homopolar e com características não direccionais numa rede com múltiplos pontos de injeção de energia, não oferece uma selectividade confiável e apresenta baixa flexibilidade para sua exploração. A implementação

de protecção de distância nos painéis de linha da SE Pombal permitiu melhor selectividade entre as protecções, flexibilidade na rede e melhor cobertura das linhas protegidas.

O baixo ajuste do tempo de disparo das protecções de distância instaladas na SE Lavos não oferece um escalonamento temporal para um disparo seguro entre as protecções, sendo necessária uma nova parametrização dos tempos de disparos desta protecção. A mesma consideração é feita para as protecções instaladas na SE Bodiosa. Por ultimo, a falta de ajuste adequado dos alcances resistivos das protecções de distância é o problema do infeed na protecção de distância de Lavos, puderam ser solucionados com a alteração das parametrizações das protecções e com a alteração da condição de exploração normal da linha de Pombal para Pontão.

Para a rede AT de Bodiosa os problemas detectados estão relacionados com o reduzido alcance das zonas de alcance que provocam falha de selectividade entre as protecções e falha de selectividade longitudinal nas PS das linhas Bodiosa→Viso, Gumiei→São Macário e Orgens→Viso. Um correcto ajuste do alcance e alteração no alcance resistivo das protecção foram suficientes para sobrepor esta falha. A alteração da condição de exploração da linha S.P. Sul→Arouca permitiu que o problema de falta de protecção primária fosse contornado. O curto comprimento da linha Castro D´Aire→Erminda limita consideravelmente o desempenho da protecção de distância instalada. A alteração da filosofia para protecção diferencial, assegura a eliminação instantânea de defeitos que possam ocorrer nesta linha.

Em ambas as redes foram identificados problemas que podem comprometer a rede, equipamentos e a continuidade do fornecimento do serviço. Este último, têm como consequência o prejuízo para clientes e operador da rede que podem ficar sujeitos a penalizações regulamentadas no despacho nº5255/2006.

O procedimento de análise com recurso ao *software* CAPE, para auxiliar a validação dos dados, permitiu um estudo mais detalhado do comportamento do sistema de protecção das duas redes de AT possibilitando alterações melhorando a coordenação e selectividade. Também, este procedimento oferece informações importantes que podem auxiliar os técnico na elaboração de futuros trabalhos que contemplem a melhoria do nível de continuidade de serviço de outras redes eléctricas.

### 5.3 Perspectivas Futuras

Este trabalho abre perspectivas para novos desafios de estudos e análises visando a continuidade na melhoria da coordenação e selectividade da rede. Desta forma, surgem algumas propostas de trabalhos futuros, destacando-se:

- Extensão deste estudo para todas as outras redes de alta tensão utilizando o CAPE como ferramenta informática de apoio à validação dos dados. Com esta análise

poder-se-á identificar para outras redes as condições de operação que podem elevar o risco de descontinuidade do serviço.

- Implementação de uma base de dados online viabilizando o acesso a algumas informações da rede eléctrica, bem como a das protecções. Dentro das funcionalidades do CAPE, destaca-se também pela capacidade de gerir online os settings dos dispositivos de protecções nela instaladas. Esta funcionalidade possibilitará que outros estudos sejam realizados com dados mais reais e actualizados.



## Referências

- [1] Delgado, Joaquim D.B et al, A Qualidade da Energia Eléctrica na Actualidade e o Uso de Novas Tecnologias Reparadoras. [Online] [Citação: 05 de Dezembro de 2008.] [http://www.ipv.pt/millenium/20\\_arq1.htm](http://www.ipv.pt/millenium/20_arq1.htm).
- [2] Math H J Bollen., “Understanding Power Quality problems: Voltage Sags and Interruptions”. ISBN: 978-0-7803-4713-7.
- [3] Alves, Jorge Fernandes, Uma historia de electrificação rural “ A Cooperativa Eléctrica do Vale D’ este”, Faculdade de Letras da Universidade do Porto.
- [4] CENELEC NE/EN 50160: Caractéristiques de la Tension Fournie par les Réseaux Publics de Distribution, Nov. 1994.
- [5] L.G. Hewtson, Mark Brown e Ramesh Balakrishnan, Practical Power system protection, ISBN 0 7506 6397 9.
- [6] MASON, C. Russell. The Art & Science of Protective Relaying. 1956. Disponível em: <http://www.geindustrial.com/pm/notes/artsci/>. Acesso em 10 Outubro de 2008.
- [7] Funções de Protecção “ Sistemas de Protecção, Comando e Controlo Numérico (SPCC)” DEF-C13-570/E, 2002. Direcção Nacional de Normalização e Tecnologia. EDP Distribuição.
- [8] Apostolov, A.P.; Hill, K., “Object Models of Transmission Line Protection Relays,” Developments in Power System Protection, 2001, Seventh International Conference on (IEE), vol., no., pp.531-534, 2001.
- [9] Puppi, L. V. S., Filho, J., R, Análise Comparativa de Relés de Numéricos . SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Eléctrica.
- [10] G.E PUBLICATION. GET- 6450. Distribution System Feeder Overcurrent Protection. General Electric, USA.
- [11] Henville, C. F., “Combined Use of Definite and Inverse Time Overcurrent Relay Coordination in Transmission Line Ground relay Coordination” (1993): IEEE publisher.
- [12] Richards, S.H.; Keeling, D.A.; Apostolov, A.P., “The Next Challenge: Distance Protection Designed For Ease of Application.” 2004: IEEE publisher.
- [13] Network Protection & Automation Guide - Distance Protection Visitado em 10 Out. 2008. Online disponível em: [http://www.pacw.org/books/network\\_protection\\_automation\\_guide\\_npag/complete\\_article/1.html](http://www.pacw.org/books/network_protection_automation_guide_npag/complete_article/1.html).
- [14] EDP Distribuição; “Sistemas de Protecção da EDP Distribuição - Norte”, DPIN/INTS-PA, Janeiro 2002.

- [15] Caminha, Amadeu C. Introdução à Protecção dos Sistemas Eléctricos. São Paulo: Edgard Blücher, 1977.
- [16] Jäger, J., Kiel, T., Shang, L., Krebs, R., (2004) “New Protection Coordination Methods in the Presence of Distributed Generation”.
- [17] Eissa, M. M., “Ground Distance Relay Compensation Based on Fault Resistance Calculation” 2006: IEEE publisher.
- [18] Relatório da Qualidade de Serviço 2007. Capturado em 20 Out. 2008. Disponível na Internet: <http://www.edp.pt/EDPI/Internet/PT/Group/EDPDistribuicao/publications/serviqualityreports/qualityreportsedis.htm>.
- [19] M.Djuric, Z, Radojevic, and V. Terzija “Time domain solution of fault distance estimation and arcing faults detection on overhead lines” 1999: IEEE Publisher.
- [20] G.E PUBLICATION. GER- 3735. Relaying Short Lines. General Electric, USA.
- [21] Behrendt, Ken, “Protecção Para Fontes Delta Não Esperadas”, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. new Berlin, WI USA.
- [22] Horowitz, Stanley H; PHADKE, Arun G. Power System Relaying. Second Edition. Baldock: Research Studies Press Ltd., 1995.
- [23] Pereira, Dejanir Ricardo, “Um Sistema de Software para a Execução de Estudos de Coordenação de Selectividade em Sistemas de Distribuição” Universidade Federal de Itajubá, Agosto de 2007.
- [24] Apostolov, A., P., “Improving Power Quality by Optimizing the Protection of Distribution System”. 2004 IEEE Publisher.
- [25] Eltom, Ahmed H., Harnchotipun, Rusapat, “Microprocessor-Based Relay Laboratory With Industry Support”. 2002 IEEE Publisher.
- [26] Elmore, Walter A., Protective Relaying - Theory and Applications, Marcel Dekker, Inc, New York 1994.
- [27] Rufato, Eloi Jr. Viabilidade Técnica e Económica da Modernização do Sistema de Protecção da Distribuição. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2006.
- [28] Blackburn, J. Lewis e Domin, Thomas J., Protective Relaying, Principles and Applications. ISBN: 978-1-57444-716-3.
- [29] J. Viljoen and G. Atkinson-Hope, “Simulation Method Evaluate Operational Criteria of Ring Main Distribution Network”.
- [30] Friemelt, N., Krebs, R., Meisberger, F., Stober, K., J., “Coordinated Network Protection: The Way to the Optimized Power Supply System”.
- [31] Soman, S.A, .Electrical Engineering. Visitado em 24 de Janeiro de 2008, no Web site da: IIT Bombay’s NPTEL, Centre For Distance Engineering Education Programme: Disponível [http://www.cdeep.iitb.ac.in/nptel/Electrical%20Engineering/Power%20System%20Protection/Course\\_home\\_L21.html](http://www.cdeep.iitb.ac.in/nptel/Electrical%20Engineering/Power%20System%20Protection/Course_home_L21.html).
- [32] Overcurrent Protection for Phase and Earth Faults, Network Protection and Automation and Guide. Capturado em 10 Mai. 2008. Disponível na Internet: <http://www.artikel-software.com/blog/2007/07/31/network-protection-and-automation-guide-electrical-power-system/>.
- [33] Power System Relaying Stanley H. Horowitz & Arun G. Phadke, 1992 Taunton, Somerset, UK, Research Studies Press Ltd New York, John Wiley & Sons ISBN 0 863 801 358.
- [34] Chul-Hwan Kim; Jeong-Yong Heo; Aggarwal, R.K., “An enhanced zone 3 algorithm of a distance relay using transient components and state diagram”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol 20, Issue 1, 2005.

- [35] M. E. Erezzaghi and P. A. Crossley, "The Effect of High Resistance Faults On Distance Relay".
- [36] ADVANCED Systems for Power Engineering, Inc. ASPEN. Visitado em 14 Set. 2008. Online. Disponível na Internet : <http://www.aspeninc.com/demos/>.
- [37] CYME International. CYMTCC, Protective Device Coordination. Visitado em 14 fev. 2008. On-line. Disponível na Internet : <http://www.cyme.com/downloads/demos>.
- [38] SKM Systems Analysis, Inc. Power Tools for Windows. Capturado em 14 fev. 2008. On-line. Disponível na Internet: <http://www.sKm.com/products/index.php3>.
- [39] Cauthen, R., H. And McCannon, W.,P., "The Cape System: Computer-Aided Protection Engineering.
- [40] Ziegler, Gerhard, (1999) "Distance Protection in Transmission Network, Numerical Distance Protection: Principles and Applicaton.", ISBN 3-89578-142-8.
- [41] Askarian, Abyaneh, H.; Al-Dabbagh, M.; Kazemi, Karegar, H.; Hesameddin, Hossein Sadeghi, S.; Abul Jabbar Khan, R., "A New Optimal Approach for Coordination of Overcurrent Relays in Interconnected Power Systems". 2002: IEEE Publisher.
- [42] J. Urdaneta, R. Nadira, and L. prez, "Optimal co-ordination of directional overcurrent relay in interconnected power systems," 1988: IEEE Publisher Transactions Power Delivery, vol. 3, pp. 903-911, July 1988.
- [43] Oliveira, A.,L.,P and Silveira, P., M., Simulação Digital em Tempo Real para Análise do Desempenho da Protecção Numérica de Linhas com Compensação Série Fixa." SENDI - XVII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Eléctrica. 2006.
- [44] Critérios de regulação de Funções de Protecção e Automatismos da Rede AT. EDP Distribuição, 2008, DCQS - ARES.
- [45] Bayliss, C., R., Dr., (1999) "Transmission and Distribution Electrical Engineering" Second Edition, ISBN 0-7506-4059-6.
- [46] Larsen, Ed, Degnan, Dim, "Selective Coordination in Low-Voltage Power distribution Systems: Is the Level Important?" 2008: IEEE Publisher.
- [47] Prévé, Christophe, Protection of Electrical Networks. ISBN: 978-1-905209-06-4.



## Anexos A - Código ANSI dos relés mais frequentes.

Código numérico ANSI/IEEE	Função de protecção
2	Temporizador (auxiliar)
21	Distância
24	sobreexcitação ou V/Hz
25	Sincronismo ( <i>synchrocheck</i> )
27	Mínimo de Tensão
30	Sinalizador (auxiliar)
32	Inversão de Potência
37	Mínimo de Corrente (motores)
38	<i>Bearing</i>
40	Perda de campo de excitação (geradores)
46	Máximo de Corrente de Sequência Inversa
47	Sequência errada de fases da Tensão
48	Falta de fase na Tensão
49	Térmica ou contra sobrecargas
50	Máximo de Corrente instantânea
50BF	Falha de disjuntor ( <i>Breaker Failure</i> )
51	Máximo de Corrente temporizada
51G ou 51N	Máximo de Corrente homopolar, temporizada
51V	Máx. de Corrente temp. com bloqueio por 27
59	Máximo de Tensão
63	Pressostato
64G	Corrente à terra no rotor (geradores)
67	Máximo de Corrente Direccional
67N	Máximo de Corrente Direccional homopolar
68	Relé bloqueante (auxiliar)
69	Relé permissivo (auxiliar)
71	Relé detector de gás
74	Relé de Alarme (auxiliar)
76	Máximo de Corrente contínua
78	Dessincronização (geradores)
79	Religação Automática (linhas aéreas)
81	Frequência (mínimo ou máximo)
85	Interface para tele-protecção
86	Bloqueio (usada para encravar ligações)
87	Diferencial
87B	Diferencial de Barramentos ( <i>bus</i> )
87L	Diferencial de Linhas
87N	Diferencial restrita a defeitos à terra
94	Relé de disparo (auxiliar, de amplificação)

O ANEXO A apresenta a designação internacional dos relés mais presentes na rede, esta designação internacional é importante para facilitar a compreensão dos sistemas de protecção e para facilitar uma globalização dos sistemas.

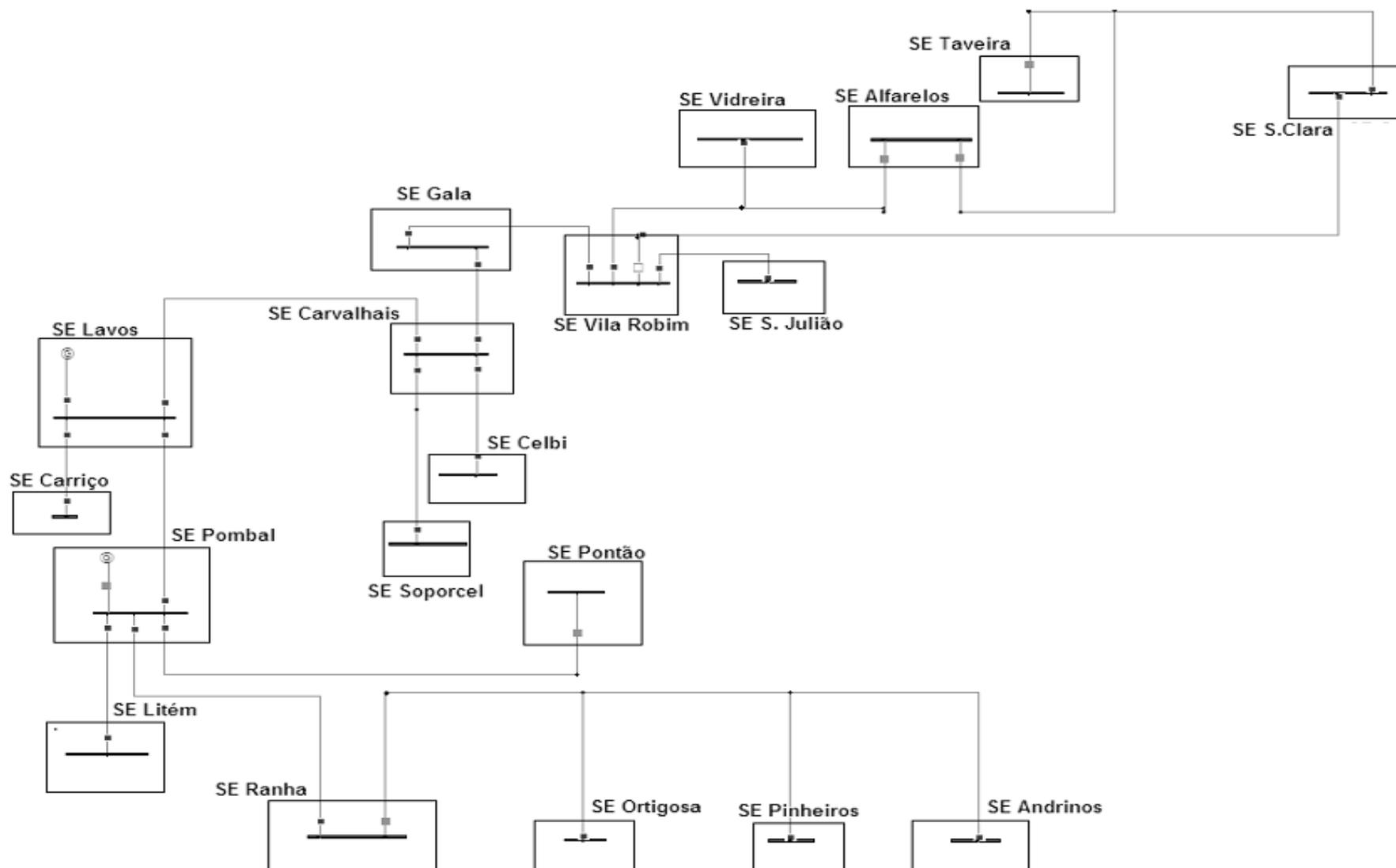


Anexos B - Dados das protecções de distâncias associadas às subestações da REN na rede de Lavos

Exportar dados para formato CAPE®		VALORES A REGULAR NAS PROTECÇÕES																														
INSTALAÇÃO		DADOS DA LINHA							ESCALÃO 1							ESCALÃO 2							ESCALÃO 3							ESCALÃO ALONG.		
SUBESTAÇÃO	PAINEL	L	Imás	ZL	α	kG	αkG	Zcmín	Rlpp	Rlpg	X1	α1	σ1	Dir1	T1	R2pp	R2pg	X2	α2	σ2	Dir2	T2	R3pp	R3pg	X3	α3	σ3	Dir3	T3	kZe_pp	kZe_pg	Tal
Apenas podem ser alterados os valores nas células de cor branca.																																
Lavos	Pombal	24,29	3,33	3,830	73,9	0,74	3	9,62	2,944	5,888	2,944	74	0	Forward	0,00	4,560	9,120	4,560	74	0	Forward	0,70	7,293	14,586	7,293	74	0	Forward	1,50	1,55	1,55	0,00
Lavos	Carvalhais	2,21	5,00	0,180	77,2	1,82	4	9,62	0,145	0,290	0,145	77	0	Forward	0,00	0,204	0,408	0,204	77	0	Forward	0,50	0,785	1,570	0,785	77	0	Forward	1,20	1,41	1,41	0,00
Lavos	Cariço	11,36	3,75	1,170	72,2	0,65	0	9,62	1,330	2,660	1,330	72	0	Forward	0,00	1,596	3,192	1,596	72	0	Forward	0,50	2,217	4,434	2,217	72	0	Forward	1,20	1,00	1,00	0,00
Pombal	Lavos	24,29	5,00	2,810	73,9	0,74	3	10,58	2,159	4,318	2,159	74	0	Forward	0,00	3,344	6,688	3,344	74	0	Forward	0,70	3,344	6,688	3,344	74	0	Forward	1,50	1,55	1,55	0,00
Pombal	Litém	9,76	5,00	0,580	68,6	0,86	9	10,58	0,428	0,856	0,428	69	0	Forward	0,00	0,644	1,288	0,644	69	0	Forward	0,30	0,644	1,288	0,644	69	0	Forward	1,00	1,50	1,50	0,00
Pombal	Pontão	22,83	3,33	2,220	58,7	0,56	13	10,58	1,519	3,038	1,519	59	0	Forward	0,00	2,279	4,558	2,279	59	0	Forward	0,30	2,279	4,558	2,279	59	0	Forward	1,20	1,80	1,80	0,00
Pombal	Ranha	8,00	4,17	1,390	74,0	0,74	2	10,58	1,067	2,134	1,067	74	0	Forward	0,00	1,600	3,200	1,600	74	0	Forward	0,30	4,985	9,970	4,985	74	0	Forward	1,00	1,50	1,50	0,00



## Anexos C - Esquema unifilar da rede associada ao ponto injector de Lavos





## Anexos D - Esquema unifilar da rede associada ao ponto injector de Bодiosa

