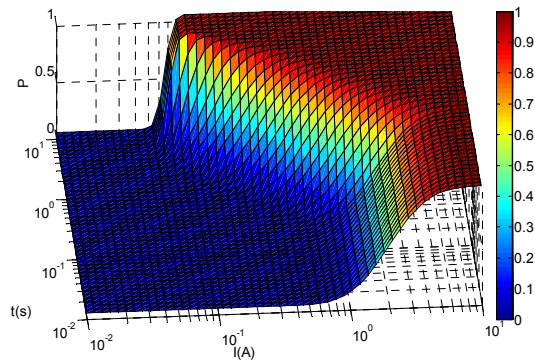




INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO  
Universidade Técnica de Lisboa



## **O sistema de protecções na perspectiva da segurança de pessoas em redes de MT**

**Miguel Filipe Narciso Miguens Louro**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em  
**Engenharia Electrotécnica e de Computadores**

**Júri**

Presidente: Prof. Gil Domingos Marques

Orientador: Prof. José Luís Costa Pinto de Sá

Vogais: Eng.º Jaime Luís dos Reis Guisado

**Outubro de 2008**

## AGRADECIMENTOS

A elaboração desta tese só foi possível graças ao apoio que tive de muitas pessoas e às quais agradeço do fundo do coração.

Em primeiro lugar quero agradecer à EDP por se ter mostrado interessada e me ter apoiado nesta fase da minha vida. Apesar de já não se encontrar na EDP gostaria de agradecer ao Eng.º Augusto Vaz. Os meus profundos agradecimentos também para o Eng.º Jaime Guisado pelo apoio que sempre me deu. Também agradeço a todas as pessoas da LABELEC e da EDP Distribuição com as quais muito aprendi, nomeadamente (e sem ordem especial): Eng.º Carlos Alberto Santos; Eng.º Neves Gomes; Eng.º Simões Alves; Eng.ª Andreia Leiria; Eng.º Pedro Nunes; Eng.º Pedro Mousinho; Eng.º António Matos; Eng.º Pedro Dias; Eng.º Rui Fiteiro; Eng.º Pedro Vidal; Eng.º Rui Lourenço.

Também agradeço as conversas, sempre muito produtivas, sobre ligações à terra com o Eng.º Miguel Morgado.

Um agradecimento muito sentido ao meu orientador, o Prof. Dr. Pinto de Sá, pelas constantes contribuições para esta tese, pelas revisões cheias de observações enriquecedoras e pela disposição sempre demonstrada em discutir vários temas, até fora do âmbito da tese.

Por fim, um grande agradecimento à minha esposa Catarina pela compreensão demonstrada por todos aqueles fins-de-semana em que não fomos passear e pelo apoio que sempre me deu. Um agradecimento também aos meus pais e ao meu irmão.

## Resumo

O tema da Segurança de pessoas perto de redes de distribuição de MT é merecedor de uma nova abordagem devido às recentes inovações tecnológicas ocorridas desde o estabelecimento dos princípios actuais e a questões do foro ético.

Em primeiro lugar foram objecto de avaliação os efeitos nocivos da passagem de corrente e da aplicação de tensões elevadas no corpo humano.

Verificou-se também a impossibilidade de garantir a protecção de pessoas para contactos directos por acção no sistema de protecções, devido a fenómenos relacionados com a electroporação e com o arco eléctrico, os quais ocorrem em tempos muito reduzidos.

Para a determinação dos limites de detecção e de actuação do sistema de protecções, no caso da ocorrência de contactos indirectos, foi empregue um método inovador para este tipo de análise. Uma vez que o perigo depende de muitas variáveis de carácter aleatório, optou-se por se efectuar uma análise de risco em vez da recorrência aos usuais métodos determinísticos. Utilizando um método semelhante, foram determinados os limites para a detecção de condutores partidos.

Além da determinação dos limites de detecção de corrente e tempos de eliminação de defeito foi, também, analisada a possibilidade de um sistema de protecções convencional possuir uma resposta adequada. Determinou-se ser necessária uma protecção direccionada para garantir a selectividade do sistema. Foram também utilizados métodos inovadores na avaliação da sensibilidade desta função de protecção. No decurso da análise verificou-se a existência de problemas no regime de neutro com reactância de 1000A.

**Palavras-chave:** Sistema de protecções; Segurança de pessoas; Protecção de MIHD; Condutores Partidos; Defeitos “Cross-country”.

## Abstract

The subject of human safety near medium voltage electric distribution networks is worthy of a new approach due to recent technological upgrades occurred since the establishment of the present rules and ethical issues.

Firstly the dangerous effects of electrical current and high electrical voltages applied to the human body were accessed.

A conclusion was reached the protection system could not insure human safety in case of a direct contact due to the electroporation and electric arc effects, which can cause damage in a few milliseconds.

To determine the thresholds of fault detection and clearing, to prevent human fatalities, an innovative method was employed. Because the danger of an indirect contact depends on many random variables a risk analysis was performed instead of the traditional deterministic analysis. Thresholds for the detection of dangerous broken conductors were also determined through a risk analysis.

The response of a traditional protection system to the thresholds was accessed. It was concluded that there is a need for a directional earth fault protection in order to achieve system selectivity. Innovative methods were also employed in determining the directional earth fault protection sensitivity. It was concluded that there is a sensitivity issue in 1000A reactor grounded systems.

**Keywords:** Protection system; Human safety; Directional ground fault protection; Broken conductors; Cross-country faults.

# Índice

|  |            |
|--|------------|
| <b>AGRADECIMENTOS</b> .....  | <b>I</b>   |
| <b>RESUMO</b> .....  | <b>II</b>  |
| <b>ABSTRACT</b> .....  | <b>III</b> |
| <b>ÍNDICE</b> .....  | <b>IV</b>  |
| <b>LISTA DE TABELAS</b> .....  | <b>VI</b>  |
| <b>LISTA DE FIGURAS</b> .....  | <b>VII</b> |
| <b>LISTA DE ABREVIATURAS</b> .....   | <b>X</b>   |
| <b>1 INTRODUÇÃO</b> .....  | <b>1</b>   |
| <b>2 SEGURANÇA DE PESSOAS</b> .....  | <b>2</b>   |
| 2.1 SITUAÇÕES PERIGOSAS PROVOCADAS PELO SISTEMA ELÉCTRICO.....                                   | 2          |
| 2.1.1 <i>Efeito de Joule</i> .....   | 2          |
| 2.1.2 <i>Arco Eléctrico</i> .....  | 2          |
| 2.1.3 <i>Electroporação</i> .....  | 5          |
| 2.1.4 <i>Fibrilação Ventricular</i> .....  | 6          |
| 2.1.5 <i>Outros</i> .....  | 8          |
| 2.2 CONTACTOS DIRECTOS.....  | 8          |
| 2.3 CONTACTOS INDIRECTOS.....  | 9          |
| 2.3.1 <i>Introdução</i> .....  | 9          |
| 2.3.2 <i>Tensão de toque perto de um apoio MT</i> .....  | 10         |
| 2.3.3 <i>Análise de Risco</i> .....  | 13         |
| 2.4 TRANSFERÊNCIAS DE POTENCIAL ENTRE MT E BT.....   | 21         |
| 2.5 CONDUTORES PARTIDOS.....   | 22         |
| 2.5.1 <i>Apresentação do problema</i> .....  | 22         |
| 2.5.2 <i>Tensão de Passo motivada por um condutor partido</i> .....                              | 25         |
| 2.5.3 <i>Análise de risco</i> .....  | 26         |
| 2.6 CONCLUSÕES.....  | 28         |
| <b>3 REDES DE MT EM PORTUGAL</b> .....   | <b>29</b>  |
| 3.1 INTRODUÇÃO.....  | 29         |
| 3.2 REGIME DE NEUTRO COM REACTÂNCIA LIMITADORA (REDE AÉREA, MISTA OU SUBTERRÂNEA).....           | 29         |
| 3.3 REGIME DE NEUTRO ISOLADO (REDE AÉREA OU MISTA).....  | 35         |
| 3.4 REGIME DE NEUTRO COM RESISTÊNCIA LIMITADORA (REDE AÉREA OU MISTA).....                       | 37         |
| 3.5 CASO ESPECIAL DO DEFEITO “CROSS-COUNTRY”.....  | 38         |
| <b>4 PROTECÇÃO CONTRA DEFEITOS ENVOLVENDO A TERRA</b> .....                                      | <b>43</b>  |
| 4.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMENTO DA PROTECÇÃO DE MÁXIMA INTENSIDADE HOMOPOLAR NÃO DIRECCIONAL..... | 43         |

|  |   |           |
|--|---|-----------|
| 4.1.1  | <i>Protecção de tempo inverso para a detecção de correntes reduzidas</i> .....                      | 43        |
| 4.1.2  | <i>Protecção de tempo definido</i> .....  | 44        |
| 4.2  | UTILIZAÇÃO DE CURVAS DE TEMPO INVERSO .....   | 45        |
| 4.2.1  | <i>Neutro com reactância limitadora</i> .....   | 45        |
| 4.2.2  | <i>Neutro com resistência limitadora</i> .....  | 48        |
| 4.2.3  | <i>Neutro Isolado</i> .....   | 49        |
| 4.3  | DETECÇÃO DE DEFEITOS “CROSS-COUNTRY” .....  | 49        |
| 4.4  | DETECÇÃO DE CONDUTORES PARTIDOS .....   | 50        |
| 4.5  | CONCLUSÕES.....   | 57        |
| <b>5</b>   | <b>ANÁLISE PROBABILÍSTICA DA PROTECÇÃO DE MÁXIMA INTENSIDADE HOMOPOLAR DIRECCIONAL (MIHD)</b> ..... | <b>58</b> |
| 5.1  | INTRODUÇÃO.....   | 58        |
| 5.2  | FUNCIONAMENTO DA MIHD .....   | 58        |
| 5.3  | LIMITES DA PROTECÇÃO DE MIHD .....  | 60        |
| 5.4  | MÁXIMA INTENSIDADE HOMOPOLAR DIRECCIONAL.....   | 67        |
| 5.4.1  | <i>Neutro com Impedância limitadora</i> .....   | 67        |
| 5.4.2  | <i>Neutro Isolado</i> .....   | 71        |
| <b>6</b>   | <b>RESUMO DO ESQUEMA DE PROTECÇÃO A UTILIZAR</b> .....  | <b>73</b> |
| 6.1  | NEUTRO COM REACTÂNCIA LIMITADORA A 300A.....  | 73        |
| 6.2  | NEUTRO COM REACTÂNCIA LIMITADORA A 1000A.....   | 74        |
| 6.3  | NEUTRO COM RESISTÊNCIA LIMITADORA .....   | 74        |
| 6.4  | NEUTRO ISOLADO .....  | 75        |
| <b>7</b>   | <b>TRABALHOS FUTUROS</b> .....  | <b>77</b> |
| <b>8</b>   | <b>CONCLUSÕES</b> .....   | <b>78</b> |
| <b>9</b>   | <b>BIBLIOGRAFIA</b> .....   | <b>79</b> |
| <b>ANEXO A - ERROS DE MEDIDA DAS PROTECÇÕES</b> .....            |   | <b>82</b> |
| A.1  | ERRO DE MEDIDA ASSOCIADOS À PROTECÇÃO DE MIH-TD .....   | 82        |
| A.2  | ERRO DE MEDIDA ASSOCIADOS À PROTECÇÃO DE MIH-TI.....  | 82        |
| A.3  | ERRO DE MEDIDA ASSOCIADOS À PROTECÇÃO DE MUH .....  | 83        |
| A.4  | ERRO DE MEDIDA ASSOCIADOS À PROTECÇÃO DE MIHD .....   | 83        |
| <b>ANEXO B - ERROS DE MEDIDA DE TTS E TIS</b> .....              |   | <b>85</b> |
| B.1  | ERROS DE TTS.....   | 85        |
| B.2  | ERROS DE TIS.....   | 87        |
| <b>ANEXO C - ELIPSES DE ERRO</b> .....                           |   | <b>88</b> |
| <b>ANEXO D - LIGAÇÃO À TERRA DOS APOIOS MT EM PORTUGAL</b> ..... |   | <b>91</b> |
| <b>ANEXO E – MATRIZ DE COVARIÂNCIAS</b> .....                    |   | <b>92</b> |

## Lista de Tabelas

|   |    |
|---|----|
| <i>Tabela 1 – Características de sapatos e probabilidade de ocorrência</i> .....  | 17 |
| <i>Tabela 2 – Parâmetros das curvas de tipo inverso definidas na norma CEI 255-3</i> .....  | 43 |
| <i>Tabela 3 – Valores típicos para a corrente residual capacitiva originada por linhas aéreas utilizadas pela EDP (valores em A/100km)</i> .....                      | 44 |
| <i>Tabela 4 – Valores típicos para a corrente residual capacitiva originada por cabos subterrâneos utilizados pela EDP (valores em A/km)</i> .....                    | 45 |
| <i>Tabela 5 – Valores típicos para a corrente residual capacitiva originada por linhas aéreas e cabos subterrâneos</i> .....  | 45 |
| <i>Tabela 6 – Tensões directas e homopolares numa SE real (<math>V_N = 15\text{kV}</math> e impedância de ligação do neutro à terra) sem defeito na rede MT</i> ..... | 66 |
| <i>Tabela 7 – Tensões directas e homopolares numa SE (<math>V_N = 15\text{kV}</math> e neutro isolado) sem defeito na rede</i> .....                                  | 66 |
| <i>Tabela 8 – Ângulos de característica para regimes de neutro com impedância de neutro</i> .....   | 70 |
| <i>Tabela 9 – Resumo das regulações das protecções contra defeitos à terra para um regime de neutro de reactância limitadora a 300A</i> .....                         | 73 |
| <i>Tabela 10 – Resumo das regulações das protecções contra defeitos à terra para um regime de neutro de reactância limitadora a 1000A</i> .....                       | 74 |
| <i>Tabela 11 – Resumo das regulações das protecções contra defeitos à terra para um regime de neutro de resistência limitadora a 300A</i> .....                       | 75 |
| <i>Tabela 12 – Resumo das regulações das protecções contra defeitos à terra para um regime de neutro isolado</i> .....  | 75 |
| <i>Tabela 13 – Erros de medida associados à protecção de MIH-td para vários modelos de protecção</i> .....  | 82 |
| <i>Tabela 14 – Erros de medida associados à protecção de MIH-ti para vários modelos de protecção</i> .....  | 82 |
| <i>Tabela 15 – Erros de medida associados à protecção à protecção de MUH para vários modelos de protecção</i> .....   | 83 |
| <i>Tabela 16 – Erros de medida associados à protecção de MIHD para vários modelos de protecção</i> .....  | 83 |
| <i>Tabela 17 – Erros máximos de medida dos TTs impostos pela norma CEI 60044-2</i> .....  | 85 |
| <i>Tabela 18 – Desvios padrão de medida dos TTs impostos pela norma CEI 60044-2</i> .....   | 85 |
| <i>Tabela 19 – Erros máximos de medida dos TIs impostos pela norma CEI 60044-1 perto da corrente nominal</i> .....  | 87 |
| <i>Tabela 20 – Desvios padrão de medida dos TIs impostos pela norma CEI 60044-1 com a corrente perto da nominal</i> .....   | 87 |
| <i>Tabela 21 – Factores “k” da Distribuição <math>\chi^2</math></i> .....   | 90 |

## Lista de Figuras

|  |           |
|--|-----------|
| <i>Figura 1 – Arco eléctrico.....</i>  | <i>3</i>  |
| <i>Figura 2 – Explosão associada a um Arco eléctrico (extraído de [22]).....</i>   | <i>3</i>  |
| <i>Figura 3 – Exemplificação do processo de Electroporação (adaptado de [27]) .....</i>  | <i>5</i>  |
| <i>Figura 4 – Relação entre o tempo de aplicação do campo eléctrico e a ruptura da membrana celular (extraído de [21]) .....</i>   | <i>6</i>  |
| <i>Figura 5 – Ciclo de batimento cardíaco e o período vulnerável (extraído de [7]) .....</i>   | <i>7</i>  |
| <i>Figura 6 – Efeitos da fibrilação ventricular na pressão sanguínea (extraído de [7]).....</i>  | <i>7</i>  |
| <i>Figura 7 – Limiares da ocorrência de fibrilação ventricular.....</i>  | <i>8</i>  |
| <i>Figura 8 – Exemplo de circulação de corrente em caso de perfuração acidental do isolamento de um cabo subterrâneo de MT .....</i>   | <i>9</i>  |
| <i>Figura 9 – Resistência equivalente do contacto entre o corpo humano e a terra .....</i>   | <i>10</i> |
| <i>Figura 10 – Exemplo da tensão de toque num apoio em defeito .....</i>   | <i>11</i> |
| <i>Figura 11 – Variação da tensão de toque consoante o comprimento do braço da vítima.....</i>   | <i>12</i> |
| <i>Figura 12 – Percurso da corrente no corpo humano consoante o ponto de entrada .....</i>   | <i>13</i> |
| <i>Figura 13 – Exemplificação de um modelo de solo de duas camadas.....</i>  | <i>14</i> |
| <i>Figura 14 – Resultados da medição da variação da resistividade do solo num determinado local (extraído da referência [31]) .....</i>  | <i>15</i> |
| <i>Figura 15 – Fluxograma do tratamento da disrupção dos sapatos.....</i>  | <i>17</i> |
| <i>Figura 16 – Correspondência entre as curvas de 0,5% e 50% de probabilidade de fibrilação ventricular para a probabilidade de ocorrência de fibrilação para um intervalo de corrente (T=1s).....</i> | <i>18</i> |
| <i>Figura 17 – Função de probabilidade cumulativa de Fibrilação ventricular.....</i>   | <i>19</i> |
| <i>Figura 18 – Resultados da análise de risco .....</i>  | <i>20</i> |
| <i>Figura 19 – Exemplificação da transferência de potencial em caso de ligação inapropriada do neutro da BT à terra.....</i>   | <i>21</i> |
| <i>Figura 20 – Esquema de ligação de um Posto de Transformação MT/BT .....</i>   | <i>22</i> |
| <i>Figura 21 – Representação de um condutor caído do lado da SE (situação 1) .....</i>   | <i>22</i> |
| <i>Figura 22 – Representação de um condutor caído do lado da SE em solo muito resistivo (Situação 2).....</i>  | <i>22</i> |
| <i>Figura 23 – Representação de um condutor caído do lado da carga (situação 3).....</i>   | <i>23</i> |
| <i>Figura 24 – Representação da componente directa e inversa de corrente numa situação típica de condutor partido.....</i>   | <i>24</i> |
| <i>Figura 25 – Representação de uma situação de tensão de passo.....</i>   | <i>25</i> |
| <i>Figura 26 – Resistências a considerar no caso de um contacto entre um pé e um condutor partido</i>  | <i>25</i> |
| <i>Figura 27 – Perfil de potencial perpendicular a um condutor partido .....</i>   | <i>26</i> |
| <i>Figura 28 – Exemplificação da circulação de correntes em caso de defeito FT numa SE com reactância limitadora e resistência não desprezável .....</i>   | <i>30</i> |
| <i>Figura 29 – Esquema equivalente, no ponto de defeito, para um defeito FT numa rede com reactância de neutro (resistência da reactância não desprezável).....</i>                                    | <i>31</i> |



|   |           |
|---|-----------|
| <i>Figura 30 – Exemplo da contribuição para o defeito das capacidades homopolares da linha defeituosa (de notar que a corrente homopolar medida na SE é nula apesar de no ponto de defeito não o ser).....</i>                    | <i>32</i> |
| <i>Figura 31 – Representação esquemática das capacidades de ligação à terra de uma rede MT (sem defeito).....</i>   | <i>33</i> |
| <i>Figura 32 – Exemplificação da circulação de correntes em caso de defeito FT numa SE com o neutro isolado.....</i>  | <i>35</i> |
| <i>Figura 33 – Esquema equivalente, no ponto de defeito, para um defeito FT numa rede de neutro isolado.....</i>  | <i>36</i> |
| <i>Figura 34 – Exemplificação da circulação de correntes em caso de defeito FT numa SE com resistência de neutro.....</i>   | <i>37</i> |
| <i>Figura 35 – Esquema equivalente, no ponto de defeito, para um defeito FT numa rede com resistência de neutro.....</i>  | <i>38</i> |
| <i>Figura 36 – Tensões fase terra num sistema trifásico sem defeito (ponto neutro possui o potencial da terra).....</i>   | <i>39</i> |
| <i>Figura 37 – Tensões fase terra num sistema trifásico com defeito (para um regime de neutro de corrente de defeito reduzidas).....</i>  | <i>39</i> |
| <i>Figura 38 – Exemplo de um defeito do tipo “Cross-Country”.....</i>   | <i>40</i> |
| <i>Figura 39 – Equivalente eléctrico de um defeito do tipo “Cross-Country”.....</i>   | <i>40</i> |
| <i>Figura 40 – Equivalente eléctrico de um defeito do tipo “Cross-Country”.....</i>   | <i>41</i> |
| <i>Figura 41 – Diagrama vectorial de um defeito “Cross-Country”.....</i>  | <i>41</i> |
| <i>Figura 42 – Diagrama vectorial de um defeito “Cross-Country” não detectado pela MIHD.....</i>  | <i>42</i> |
| <i>Figura 43 – Comparação entre o tempo de actuação da curva EPATR e o tempo de eliminação de defeito necessário para garantir um risco de 0,5% (Figura 18).....</i>  | <i>46</i> |
| <i>Figura 44 – Comparação entre o tempo de actuação da curva EPATR e o tempo de eliminação de defeito necessário para garantir um risco de 0,5% considerando uma abordagem alternativa da ligação de terra dos apoios MT.....</i> | <i>46</i> |
| <i>Figura 45 – Comparação entre o tempo de actuação da curva CEI (inclui o tempo de abertura do disjuntor) e o tempo de eliminação de defeito necessário para garantir um risco de 0,5%.....</i>                                  | <i>47</i> |
| <i>Figura 46 – Erros das curvas CEI tempo muito inverso na saída defeituosa e na saída sã para o regime de neutro com reactância limitadora.....</i>  | <i>48</i> |
| <i>Figura 47 – Erros das curvas CEI tempo muito inverso na saída defeituosa e na saída sã para o regime de neutro com resistência limitadora.....</i>   | <i>48</i> |
| <i>Figura 48 – Corrente de sequência directa numa saída de SE (resultante de monitorização).....</i>  | <i>51</i> |
| <i>Figura 49 – Corrente de sequência inversa numa saída de SE (resultante de monitorização).....</i>  | <i>52</i> |
| <i>Figura 50 – Característica operacional de uma protecção de relação de corrente inversa sobre directa (<math>I/I_0</math>).....</i>   | <i>52</i> |
| <i>Figura 51 – Relação entre a corrente de sequência inversa e directa numa saída de SE (resultante de monitorização).....</i>  | <i>53</i> |
| <i>Figura 52 – Apresentação da zona onde é possível detectar condutores partidos pela protecção de Corrente Residual (carga de cada PT = 80% da nominal).....</i>   | <i>54</i> |
| <i>Figura 53 – Apresentação da zona onde é possível detectar condutores partidos pela protecção de Corrente Inversa (carga de cada PT = 80% da nominal).....</i>  | <i>55</i> |
| <i>Figura 54 – Apresentação da zona onde é possível detectar condutores partidos pela protecção de relação entre Corrente Inversa e Corrente Directa (carga de cada PT = 80% da nominal).....</i>                                 | <i>56</i> |
| <i>Figura 55 – Exemplificação da direcionalidade das correntes homopolares em caso de defeito FT (defeito na saída L3).....</i>   | <i>58</i> |

|   |           |
|---|-----------|
| <i>Figura 56 – Diagrama vectorial com representação da posição do vector da potência residual da saída sã .....</i>   | <i>59</i> |
| <i>Figura 57 – Diagrama vectorial com representação da posição do vector da potência residual da saída defeituosa para vários tipos de regime de neutro .....</i>   | <i>59</i> |
| <i>Figura 58 – Característica operacional típica de uma protecção de MIHD .....</i>   | <i>60</i> |
| <i>Figura 59 – Processo de medida da tensão e corrente .....</i>  | <i>61</i> |
| <i>Figura 60 – Região onde é provável que o vector da potência residual medida pela protecção se encontre.....</i>  | <i>65</i> |
| <i>Figura 61 – Intersecção das regiões de probabilidade de localização da potência residual na linha sã e na linha defeituosa .....</i>   | <i>66</i> |
| <i>Figura 62 – Região de erro da determinação do vector da potência residual considerando erros de medida e Desequilíbrios na rede.....</i>   | <i>67</i> |
| <i>Figura 63 – Representação no plano complexo das posições prováveis dos vectores de potência residual para um defeito na saída e para um defeito numa saída adjacente (Reactância 300A, <math>V_N = 15\text{kV}</math> e TP de 10MVA).....</i>  | <i>69</i> |
| <i>Figura 64 – Representação no plano complexo das posições prováveis dos vectores de potência residual para um defeito na saída e para um defeito numa saída adjacente (Reactância 1000A, <math>V_N = 15\text{kV}</math> e TP de 10MVA).....</i> | <i>69</i> |
| <i>Figura 65 – Representação no plano complexo das posições prováveis dos vectores de potência residual para um defeito na saída e para um defeito numa saída adjacente (Resistência 300A, <math>V_N = 15\text{kV}</math> e TP de 10MVA).....</i> | <i>70</i> |
| <i>Figura 66 – Posição no plano complexo das posições prováveis dos vectores de potência residual para um defeito na saída e para um defeito numa saída adjacente (Neutro Isolado).....</i>   | <i>72</i> |
| <i>Figura 67 – Representação gráfica do sistema de protecções proposto para protecção contra defeitos à terra para uma reactância de ligação do neutro à terra de 300A (incluiu-se o tempo de abertura do disjuntor) .....</i>                    | <i>73</i> |
| <i>Figura 68 – Representação gráfica do sistema de protecções proposto para protecção contra defeitos à terra para neutro isolado (incluiu-se o tempo de abertura do disjuntor).....</i>  | <i>76</i> |
| <i>Figura 69 – Esquema eléctrico equivalente de TT (extraído de [16]) .....</i>   | <i>85</i> |
| <i>Figura 70 – Relação entre o erro de amplitude e de fase de um TT por variação da carga (extraído de [16]).....</i>   | <i>86</i> |
| <i>Figura 71 – Exemplo de duas variáveis (<math>x_e</math> e <math>y_e</math>) não correlacionadas.....</i>   | <i>89</i> |
| <i>Figura 72 – Exemplo de duas variáveis (<math>x_e</math> e <math>y_e</math>) correlacionadas.....</i>   | <i>89</i> |
| <i>Figura 73 – Efeito da correlação da forma da elipse .....</i>  | <i>89</i> |
| <i>Figura 74 – Exemplo da construção da elipse de erro.....</i>   | <i>90</i> |
| <i>Figura 75 – Exemplo da ligação à terra de um apoio MT .....</i>  | <i>91</i> |

## Lista de abreviaturas

|         |  |
|---------|--|
| BT      | – Baixa Tensão   |
| EDF     | – Electrecité de France  |
| EDP     | – Energias de Portugal   |
| CDGES   | – “ <i>Current Distribution, Electromagnetic fields, Grounding and Soil Structure Analysis</i> ” |
| CEI     | – Comissão Electrotécnica Internacional  |
| CENELEC | – Comité Europeu de Normalização Electrotécnica  |
| FFT     | – Defeito Fase-Fase-Terra  |
| FT      | – Defeito Fase-Terra   |
| GPR     | – “ <i>Ground Potential Rise</i> ”   |
| IEEE    | – Institute of Electronic and Electrical Engineers   |
| MIH     | – Máxima Intensidade Homopolar   |
| MIH-td  | – Máxima Intensidade Homopolar de tempo constante  |
| MIH-ti  | – Máxima Intensidade Homopolar de tempo inverso  |
| MIHD    | – Máxima Intensidade Homopolar Direccional   |
| MT      | – Média Tensão   |
| PT      | – Posto de Transformação   |
| SE      | – Subestação   |

# 1 Introdução

A questão da segurança de pessoas na distribuição de energia eléctrica é um assunto de extrema importância e merecedor de uma análise actualizada por dois factores: questões éticas; inovações tecnológicas que permitem ter opções não existentes há cerca de 40 anos, quando os princípios actuais foram delineados.

Para determinar os requisitos do sistema de protecções analisa-se a tolerância do corpo humano à passagem da corrente eléctrica. Em seguida determinam-se as consequências e limiares de corrente de defeito capazes de provocar danos em pessoas em várias situações. A partir desta análise são estabelecidos critérios, a nível de corrente de defeito e tempo máximo de duração de defeito, que a parametrização do sistema de protecções deverá observar.

No capítulo 3 são apresentadas várias características dos regimes de neutro existentes em Portugal. É realizada uma análise a um tipo de defeito específico e que possui características particularmente adversas.

Em seguida é feita uma descrição das protecções das saídas MT normalizadas e das suas características mais importantes. É realizado um estudo pormenorizado da protecção de máxima intensidade homopolar direccional.

Com base nos capítulos anteriores é apresentada uma estratégia para a detecção e eliminação de defeitos à terra que cumpre os requisitos de nível de segurança de pessoas.

No capítulo seguinte referem-se várias possibilidades de trabalho futuro para aumentar a sensibilidade das protecções direccionais de terra.

Por fim são apresentadas as conclusões.

## 2 Segurança de Pessoas

### 2.1 Situações perigosas provocadas pelo sistema eléctrico

#### 2.1.1 Efeito de Joule

O corpo humano, tal como qualquer material condutor, possui uma resistividade eléctrica característica dos tecidos que o compõem. A passagem de corrente eléctrica pelo corpo humano provoca o aquecimento dos tecidos e pode conduzir à destruição das células caso a temperatura destas atinja valores elevados. Trata-se de um processo complexo em que os fenómenos de radiação e convecção térmica dos tecidos não são desprezáveis. Segundo a lei de Joule a energia térmica produzida depende da tensão, da corrente e do tempo de aplicação:

$$E = RI^2\Delta t \quad (2.1)$$

A temperatura a partir da qual ocorrem danos celulares é 43 °C (ver referência [5]). Contudo, a extensão e tipo de danos depende da temperatura atingida e do tempo em que esta é aplicada.

Como exemplo a referência [5] apresenta uma simulação da aplicação de uma tensão de 10kV a um braço humano. Segundo os cálculos apresentados nesse artigo tal corresponde a uma corrente de 8,3 A. A zona do corpo mais afectada é o pulso por apresentar a menor área o que implica uma maior densidade de corrente (J) em relação às restantes partes do braço. Apenas no caso do pulso a temperatura das células atinge rapidamente ( $\pm 0,4s$ ) os 43 °C, o que segundo os autores provocaria danos em 50% das células musculares. Nas outras partes do braço esses valores variam entre 0,9s a 1,7s.

De referir que a necrose (morte de um tecido) só ocorre para temperaturas superiores a 70 °C para aquecimentos com uma duração inferior a 1s.

A partir destas simulações é possível concluir que o efeito de Joule é perigoso mas que o corpo humano consegue tolerar correntes relativamente elevadas (cerca de 8,3 A) durante períodos de tempos de 0,4s sem danos consideráveis. A limitação do tempo de aplicação da corrente eléctrica afigura-se como a forma mais prática de minorar as consequências do efeito de Joule no corpo humano.

Constatar-se-á, em seguida, que o arco eléctrico e o fenómeno da Electroporação são muito mais gravesos.

#### 2.1.2 Arco Eléctrico

O arco eléctrico é um dos efeitos mais perigosos associado ao sistema de distribuição de energia eléctrica. Este resulta da ruptura dieléctrica do ar e da passagem de corrente entre dois pólos (ver Figura 1).

Trata-se de um fenómeno físico que origina temperaturas extremamente elevadas de cerca de 20.000 °C nas extremidades e 3.000 °C a meio do arco (tratam-se de temperaturas comparáveis à temperatura da superfície do sol – 5.500 °C). Estas temperaturas são bastante superiores à temperatura de fusão de qualquer metal (ou ligas de metais) conhecido.

O arco eléctrico também provoca uma expansão do ar em torno do local onde se formou causando uma onda de pressão. Esta é normalmente acompanhada de metal vaporizado proveniente dos pontos entre os quais se estabelece o arco (ver Figura 2).

Outro efeito do arco eléctrico encontra-se relacionado com o aspecto brilhante do próprio arco. O espectro de frequências do arco inclui uma proporção não negligenciável de radiação na zona dos ultravioletas. Tal pode causar danos a nível da retina ocular.



Figura 1 – Arco eléctrico

Os principais efeitos nocivos do arco eléctrico são:

- Calor
- Onda de pressão
- Metal vaporizado (que acompanha a onda de pressão)
- Projecteis de metal fundido

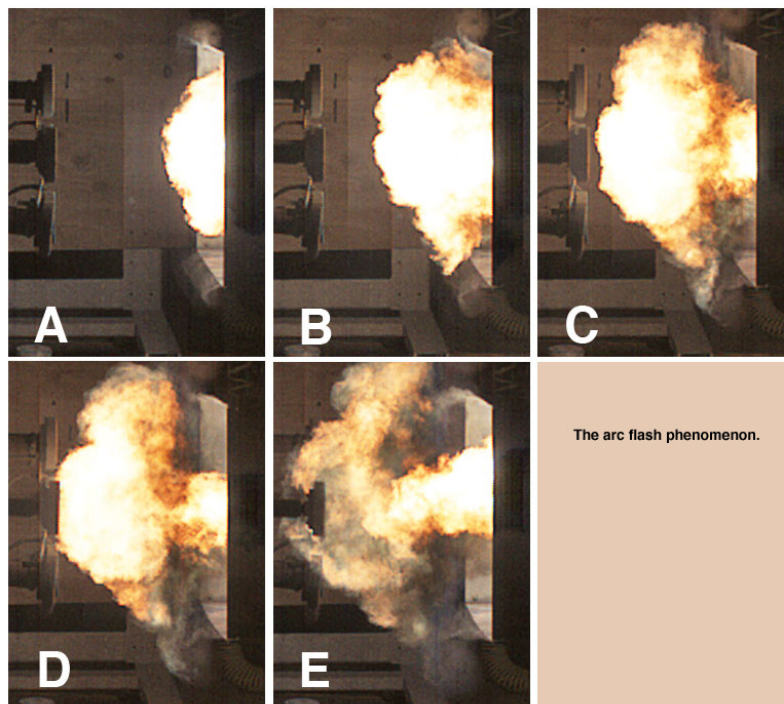


Figura 2 – Explosão associada a um Arco eléctrico (extraído de [22])

Os efeitos da onda de pressão e de metal vaporizado são de tal ordem que provocam explosões em celas de MT ao ponto de estas ficarem completamente deformadas. Existem inclusive registos de terem provocado o desabamento inteiro de edifícios de Subestações (ver [5]).

Os tipos de ferimentos associados à ocorrência de um arco eléctrico são:

- Queimaduras
- Traumatismos cranianos
- Esmagamento dos pulmões
- Perda de membro
- Surdez (rebetamento dos tímpanos devido à onda de pressão)
- Ferimentos resultantes de estilhaços
- Fracturas ósseas
- Cegueira (devido ao rico conteúdo de raios ultravioleta do arco eléctrico)
- Cataratas
- Morte

O IEEE na sua norma 1584-2002<sup>1</sup> apresenta fórmulas de cálculo para aferir a perigosidade do arco para uma pessoa na sua proximidade. Nesta norma a perigosidade do arco tem dois factores: a energia térmica transmitida a uma pessoa nas proximidades do arco; a formação da onda de pressão. A energia térmica radiante do arco é definida pela norma IEEE 1584 como:

$$E \propto \frac{V_N I_{\text{defeito}}}{d^2} \Delta t \quad (2.2)$$

Em que:

$E$  – Energia térmica transmitida à pessoa

$V_N$  – Tensão nominal do sistema eléctrico

$I_{\text{defeito}}$  – Corrente de defeito

$\Delta t$  - Tempo de duração do arco

$d$  – Distância entre a pessoa e o ponto de formação do arco eléctrico

Na grande maioria das situações só é possível exercer controlo sobre o tempo de duração do arco eléctrico (tempo de eliminação de defeito) e a distância entre as pessoas e o arco. As restantes variáveis são características do sistema eléctrico.

A norma IEEE 1584 também define o aumento de pressão resultante da formação do arco através da seguinte equação:

$$P = 0,01 \frac{I_{\text{defeito}}}{d} \Delta t \quad [atm] \quad (2.3)$$

Em que:

$P$  – Pressão atmosférica em *atmosferas*

$I_{\text{defeito}}$  – Corrente de defeito [kA]

$\Delta t$  - Tempo de duração do arco [s]

$d$  – Distância entre a pessoa e o arco eléctrico [m]

---

<sup>1</sup> A norma IEEE 1584-2002 tem como principal objectivo a imposição de regras de segurança para Trabalhos em Tensão.

As sobrepressões com uma duração de 0,4s causam ferimentos que podem ir da surdez à morte entre 1 atm a 6,8 atm (ver referência [5]).

Apesar de ser a grande referência mundial a nível das precauções a tomar na proximidade de locais onde podem ocorrer arcos eléctricos a norma IEEE 1584 foi recentemente criticada por não considerar devidamente os efeitos da formação do arco, convecção térmica e a projecção de metal vaporizado associada ao arco (ver [26]). Tais efeitos, na opinião dos autores de [26], tornam os cálculos da norma IEEE 1584 demasiado conservadores, em determinadas situações (níveis de tensão MT e AT), no que respeita ao calor transmitido a uma pessoa na proximidade de um arco eléctrico.

A forma mais prática de limitar os efeitos de um arco eléctrico é limitar o tempo de duração deste (tempo de duração de defeito). A interdição da presença de pessoas nas proximidades de locais onde é possível a formação de arcos eléctricos é também desejável.

### 2.1.3 Electroporação

O principal mecanismo de danos celulares resultantes de choques com tensões elevadas é a Electroporação. Tradicionalmente estes danos celulares são, erradamente, atribuídos ao efeito de Joule.

Uma célula é constituída por uma membrana que a protege do meio exterior e no seu interior existe citoplasma. A membrana é constituída na sua maioria por lípidos que se ordenam em estruturas extremamente isolantes actuando como uma barreira à passagem de corrente eléctrica. A passagem de corrente pelo corpo humano efectua-se através do líquido intracelular e dos outros fluidos presentes no corpo (a condutividade destes é de cerca de  $10^6$  vezes superior à da membrana celular).

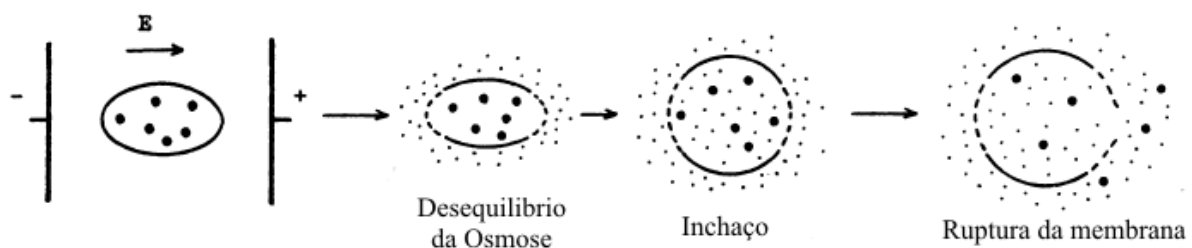


Figura 3 – Exemplificação do processo de Electroporação (adaptado de [27])

A estrutura da membrana celular pode ser afectada por um forte campo eléctrico exterior que conduz à alteração das propriedades da condutividade da membrana. Estas alterações devem-se ao aparecimento de poros aquosos na membrana como consequência directa do campo eléctrico. A distribuição destes poros, em número e tamanho, dependem da constituição da membrana celular e do campo eléctrico aplicado. Se o campo eléctrico aplicado possuir uma amplitude suficiente e for aplicado durante o tempo necessário, o número de poros da membrana aumenta até comprometer a sua integridade. O efeito final é a ruptura da membrana e a saída do citoplasma (ver Figura 3).

Se a tensão aplicada a uma célula for superior a 200~300 mV ocorre o fenómeno da Electroporação ([24]). Esta ocorre num período de tempo muito reduzido (da ordem de 6 ms – ver Figura 4). Um contacto directo com uma tensão elevada (vários kV) poderá provocar Electroporação ([5]) com ruptura de membrana.



Existe a possibilidade do organismo reagir de modo a recuperar os tecidos afectados mas tal depende dos danos causados.

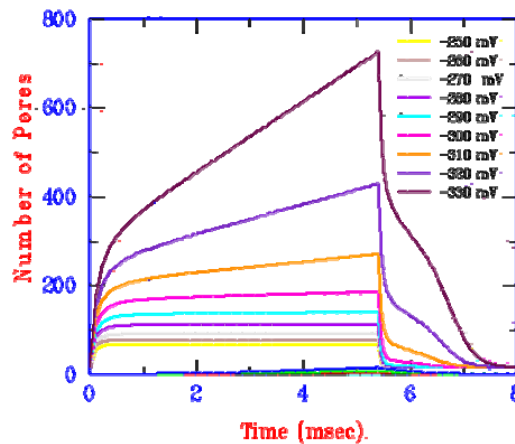


Figura 4 – Relação entre o tempo de aplicação do campo eléctrico e a ruptura da membrana celular (extraído de [21])

As células mais afectadas pela Electroporação são as células do sistema nervoso e as células musculares. Estas possuem comprimentos superiores às restantes células do organismo humano e, por isso, encontram-se mais sujeitas à diferença de potencial.

A Electroporação é um fenómeno difícil de diagnosticar uma vez que não há manifestações exteriores a nível da pele. Os tecidos afectados são internos ao organismo e de diagnóstico não imediato. Apesar de os danos serem identificáveis através de uma ressonância nuclear magnética, o desconhecimento da maior parte dos médicos quanto ao fenómeno da Electroporação contribui para não prestação dos cuidados mais indicados às vítimas.

A necrose dos tecidos internos causa a libertação de moléculas ricas em ferro (hemoglobina) no sistema sanguíneo que se depositam nos rins causando insuficiência renal. O fenómeno mais importante é a pressão que as células danificadas (desenvolve-se um inchaço nestas) exercem sobre as suas vizinhas impedindo o fornecimento de sangue a estas com a consequente necrose dos tecidos. A necessidade de amputações das zonas afectadas em períodos de recuperação por parte das vítimas é frequente ([24]).

A Electroporação ocorre sensivelmente para correntes semelhantes às que causam danos por efeito de Joule mas provoca danos em poucos milissegundos.

#### 2.1.4 Fibrilação Ventricular

Um dos efeitos que mais provavelmente causam a morte em caso de passagem de corrente eléctrica pelo corpo humano é a fibrilação ventricular.

Para campos eléctricos de elevado valor os danos para o corpo humano advêm sobretudo da electroporação. Quando os campos eléctricos que atravessam o corpo são de amplitude reduzida o efeito que mais provavelmente causa danos é a fibrilação ventricular.

Esta consiste na paragem cardíaca devido à interferência da corrente eléctrica com os impulsos eléctricos que coordenam o funcionamento do coração. Este efeito ocorre para valores de corrente eléctrica muito reduzidos (da ordem das dezenas de mA).

O trabalho de Biegelmeier e Lee ([29]) é a referência mundial relativamente à ocorrência de fibrilação ventricular à frequência industrial (50Hz em Portugal). Este relaciona a ocorrência de fibrilação ventricular com o funcionamento do coração e com trabalhos experimentais anteriores.

Observando a Figura 6 verifica-se que após a passagem de corrente pelos ventrículos, o batimento do coração pode passar a ser errático. Como consequência a pressão sanguínea desce até valores inadmissíveis para sustentar a vida. Existe uma zona do batimento cardíaco ("T" na Figura 5 e Figura 6) que é crítica. Se a corrente passar no coração num período de tempo que não englobe esta zona, o risco de fibrilação ventricular é reduzido. A nível de segurança absoluta de pessoas não se pode ter este factor em conta uma vez que é impossível determinar em que zona do batimento cardíaco se encontra uma pessoa sujeita à passagem de corrente eléctrica pelo seu corpo. Porém, ele explica por que a eliminação de electrocussões em menos de 0,2 s (ver referência [7]) reduz a cerca de 30% a probabilidade de fibrilação ventricular, sobressaindo a rapidez de actuação das protecções como uma importante variável de segurança.

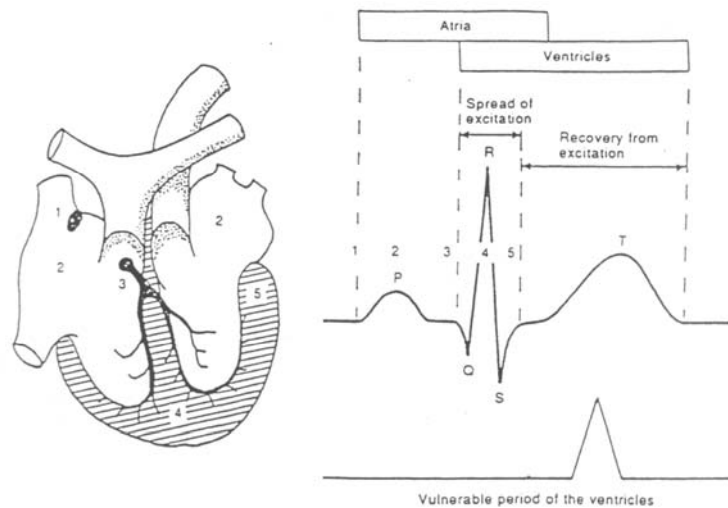


Figura 5 – Ciclo de batimento cardíaco e o período vulnerável (extraído de [7])

Relacionando o modo de funcionamento do coração, e trabalhos anteriores de Dalziel, Biegelmeier e Lee obtiveram uma curva que relaciona a probabilidade de ocorrência de Fibrilação ventricular com o tempo de exposição e a amplitude da corrente.

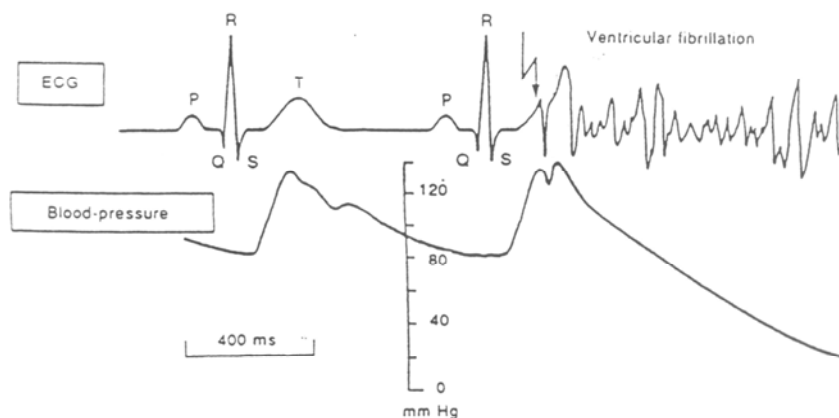


Figura 6 – Efeitos da fibrilação ventricular na pressão sanguínea (extraído de [7])

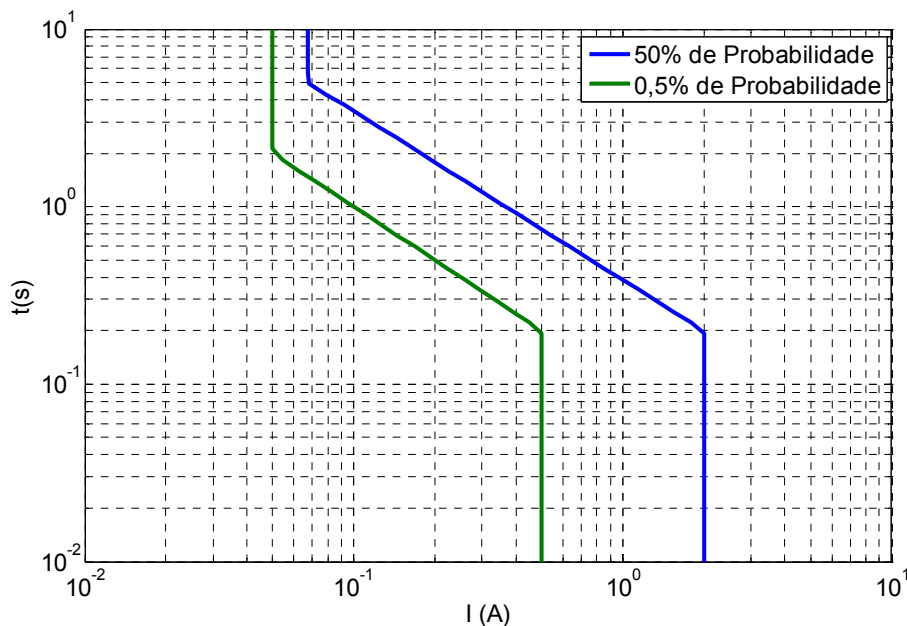


Figura 7 – Limiares da ocorrência de fibrilação ventricular

### 2.1.5 Outros

Existe outro efeito, potencialmente fatal da passagem da corrente eléctrica pelo corpo humano:

- *Paragem respiratória.*

Se a corrente eléctrica circular no corpo humano através dos músculos do diafragma (que controlam a respiração), estes podem contrair-se, o que impede os movimentos respiratórios. Neste caso, a morte ocorre por falha respiratória em alguns minutos. Terminada a passagem da corrente, que pode ser breve, o movimento respiratório automático em geral restabelece-se, mas isso pode demorar alguns minutos fatais cujo efeito pode ser contrariado pela aplicação de respiração assistida. Trata-se de uma ocorrência observada com uma frequência muito reduzida (CEI 60479-1).

## 2.2 Contactos Directos

Os contactos directos entre uma pessoa e uma parte activa do sistema eléctrico de distribuição de energia são particularmente gravosos uma vez que todos os efeitos descritos em 2.1 terão grande probabilidade de ocorrer. De entre estes destacam-se pela sua probabilidade elevada de causar a morte ou ferimentos graves:

- Arco eléctrico;
- Electroporação;
- Fibrilação Ventricular.

De entre estes efeitos o arco eléctrico geralmente ocorre com correntes de defeito elevadas, contudo, a tensão depois do estabelecimento do arco é reduzida. A electroporação ocorre para tensões de contacto elevadas e para correntes inferiores às do arco eléctrico. Por fim, a fibrilação ventricular ocorre para correntes e tensões reduzidas (quando comparadas com as correntes típicas do arco eléctrico e as tensões típicas de ocorrência de electroporação) no corpo humano.

Os efeitos nocivos do arco eléctrico dependem da corrente de defeito e do tempo de eliminação de defeito. A melhor forma de os minimizar será o disparo instantâneo para níveis de corrente mais baixos que a máxima corrente de curto-circuito.

A Electroporação ocorre para tempos tão reduzidos (da ordem dos ms) que não há acção que se possa tomar para minimizá-la.

O fenómeno de fibrilação ventricular terá menor influência nos danos corporais causados pelos contactos directos quando comparado com o arco eléctrico e a electroporação. A fibrilação ocorre para correntes e tensões mais baixas do que as poderão ocorrer no caso de um contacto directo.

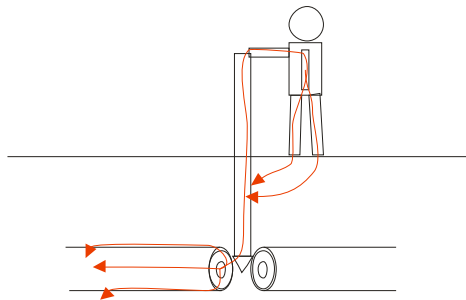
A existência de uma distância de segurança entre as partes activas do sistema eléctrico limita de forma acentuada os efeitos térmicos e de onda de pressão resultantes do arco eléctrico (ver 2.1.2).

Nas redes subterrâneas, os contactos accidentais entre um ser humano e uma parte activa da rede de MT ocorrem em duas circunstâncias:

- Trabalhos autorizados em componentes da rede MT (sobretudo em caixas de derivação de cabos e Postos de Transformação), que a serem realizados em tensão são sujeitos a regras especiais (Regime Especial de Exploração);
- Perfuração accidental do isolamento de um cabo.

Caso ocorra uma perfuração accidental do isolamento de um cabo (normalmente motivado pela colocação de eléctrodos de terra em zonas densamente habitadas e sem uma caracterização pormenorizada do subsolo) a corrente de defeito divide-se entre a bainha do cabo e a vítima (por vezes as vítimas utilizam martelos de madeira para instalar os eléctrodos de terra, o que se traduz numa situação segura).

A única forma de limitar os danos ao corpo humano causados por um contacto directo é reduzir ao mínimo o tempo de permanência de defeito.



*Figura 8 – Exemplo de circulação de corrente em caso de perfuração accidental do isolamento de um cabo subterrâneo de MT*

## **2.3 Contactos Indirectos**

### **2.3.1 Introdução**

Os contactos indirectos entre seres humanos e partes activas da rede de distribuição em MT podem ser potencialmente perigosos. O contacto indirecto ocorre quando existe um defeito num apoio de linha aérea MT. A ligação à terra deste não é perfeita originando-se tensões de toque e de passo que podem ser perigosas.

Analisa-se apenas a perigosidade da tensão de toque uma vez que esta é a mais restritiva a nível de segurança (a probabilidade de a corrente passar pelo coração e causar fibrilação ventricular é maior) e porque a norma CEI ([7]) quase não considera perigosa a tensão de passo (apenas para humanos). O IEEE não partilha esta opinião estabelecendo os mesmos limites de corrente de fibrilação para a situação de tensão de toque e de passo. Contudo, esta posição, de atribuir os mesmos limites para a tensão de toque e passo, não se encontra justificada em [8], apenas se refere que a tensão de passo é perigosa uma vez que pode causar a queda de uma pessoa e que estando esta no chão a corrente de defeito pode passar através do coração.

As normas de cálculo de sistema de terra (ex.: IEEE Std 80) assumem valores pessimistas para a determinação da segurança de pessoas em Subestações. O cálculo determinístico presente nas normas implica assumir que todas as situações mais desfavoráveis ocorrem de forma simultânea enquanto que na realidade tal muito raramente acontece. Esta prática prudente poderá fazer sentido aquando do projecto das instalações, previstas para durarem décadas e em condições de exploração não totalmente previsíveis. O objectivo deste trabalho, porém, visa avaliar os requisitos de protecção em condições operacionais regulares, e por isso se procurará fornecer uma apreciação mais realista do risco dos contactos indirectos.

Uma vez que a tensão de toque depende de muitos factores probabilísticos realiza-se uma análise de Risco para determinar o valor de corrente perigoso, considerando uma margem de risco predefinida.

### 2.3.2 Tensão de toque perto de um apoio MT

No caso de um defeito num poste MT existe a circulação de corrente representada na Figura 10. Esta provoca o aparecimento de uma tensão entre as mãos da pessoa e os seus pés que é dada pela equação (2.4).

$$I_H = \frac{V_H}{R_H} \quad (2.4)$$

Em que,

$I_H$  – Corrente que circula pelo corpo humano

$V_H$  – Tensão aplicada ao corpo humano

$R_H$  – Resistência eléctrica equivalente do corpo humano

A resistência total deste sistema é definida pela resistência intrínseca do corpo humano e a resistência de contacto entre os pés e o solo.

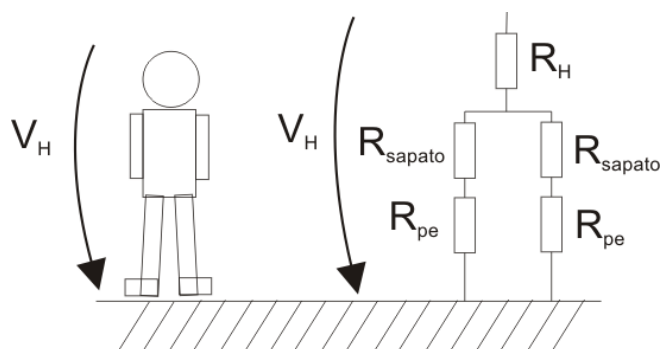


Figura 9 – Resistência equivalente do contacto entre o corpo humano e a terra

A equação (2.4) é modificada para a seguinte forma:

$$V_{toque} = \left[ R_H + 0,5(R_{pe} + R_{sapato}) \right] I_H \quad (2.5)$$

Em que,

$R_{pe}$  - Resistência de contacto entre o ser humano e o solo (ver Figura 9)

$R_{sapato}$  - Resistência do sapato (ver Figura 9)

Por outro lado a tensão de toque (2.5) pode ser definida como a diferença de potencial aplicado entre as mãos e os pés da vítima (ver Figura 10). Esta traduz-se na seguinte equação:

$$V_{toque} = R_{poste}(\rho) I_{CC} \Delta V(l) \quad (2.6)$$

Em que,

$R_{poste}(\rho)$  - Resistência do poste de MT (é função da resistividade do terreno -  $\rho$ )

$V_{toque}(l)$  - Tensão de toque em percentagem do valor máximo de potencial (depende do comprimento do braço da vítima -  $l$ )

$I_{CC}$  - Corrente de curto-circuito no poste

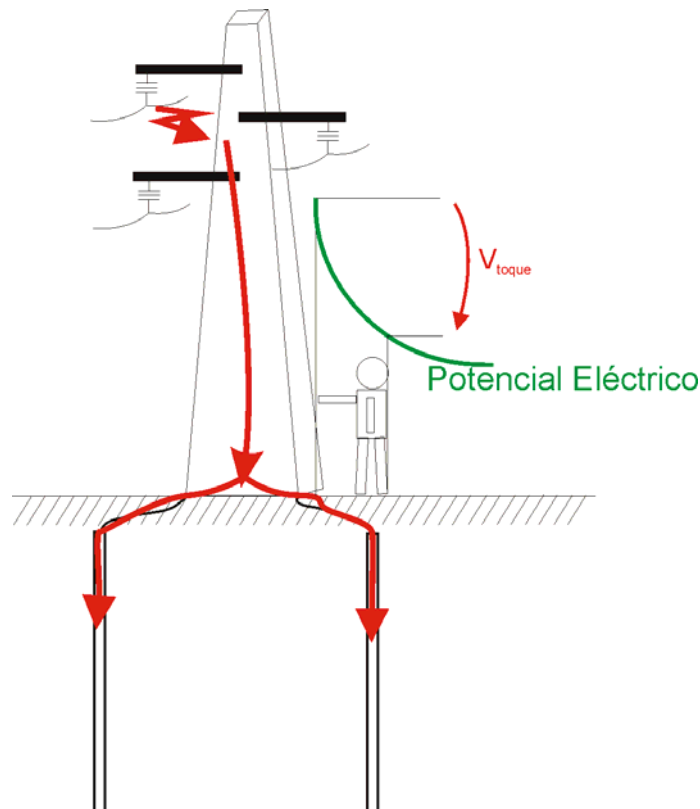


Figura 10 – Exemplo da tensão de toque num apoio em defeito

Na equação (2.6) é possível constatar que a tensão de toque depende do comprimento do braço da vítima<sup>2</sup>. Considerando a forma de ligação à terra dos postes de MT (ver Anexo D) determinou-se a

<sup>2</sup> A designação de “comprimento de braço” consiste na distância entre o poste e os pés da vítima. Quanto maior for esta distância maior será a tensão aplicada à vítima.

percentagem de tensão aplicada a um ser humano recorrendo ao programa CDGES<sup>3</sup> de análise de sistemas de ligação à terra. Na Figura 11 apresentam-se os resultados da análise com o programa CDEGS. Caso a ligação de terra dos postes MT previsse uma malha de material condutor em volta deste para limitação das diferenças de potencial estas seriam inferiores às apresentadas na Figura 11.

A resistência do poste depende linearmente da resistividade do terreno, da forma dos eléctrodos de terra e da estrutura metálica da armação (para postes de betão armado).

$$R_{poste} = k_{poste} \rho \quad (\Omega) \quad (2.7)$$

Este resultado teórico foi verificado com o programa CDEGS e determinou-se a constante  $k$  para as ligações de terra definidas pela EDP Distribuição (ver Anexo D). Esta possui um valor de:

$$k_{poste} = 0,146 \text{ m}^{-1}$$

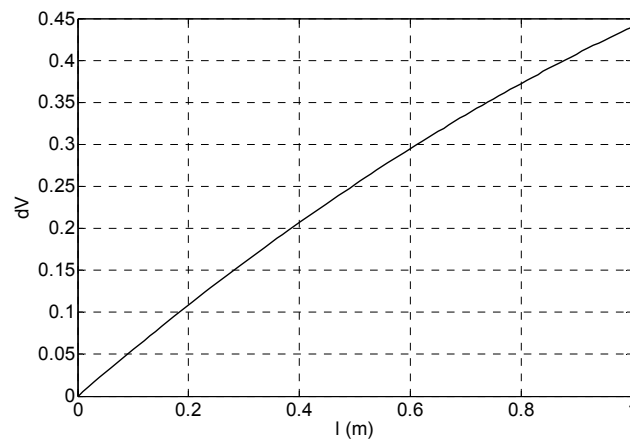


Figura 11 – Variação da tensão de toque consoante o comprimento do braço da vítima

Na referência [8] a resistência de contacto entre um pé e o solo é definida por:

$$R_{pe} = 3\rho \quad (2.8)$$

No caso de a camada superior de solo ter uma resistividade diferente da média a resistência de contacto entre um pé e o solo é dada por:

$$R_{pe} = 3C_S \rho_S \quad (2.9)$$

Em que:

$\rho_S$  - Resistividade da camada superior de solo

$C_S$  - Factor que depende da resistividade média do solo, da resistividade da camada superior e da profundidade da camada superior (ver equação (2.13))

Substituindo as equações (2.6), (2.7) e (2.9) na equação (2.5) obtém-se o seguinte resultado:

$$I_{CC} = \frac{R_H + 0,5(3C_S \rho_S + R_{sapato})}{k_{poste} * \rho * \Delta V (l)} I_H \quad (2.10)$$

<sup>3</sup> Sigla para: *Current Distribution, Electromagnetic Fields, Grounding and Soil Structure Analysis*. (Webpage: <http://www.sestech.com/Products/SoftPackages/CDEGS.htm>)

Contudo, a equação (2.10) apenas relaciona a corrente que atravessa o corpo humano com a corrente de defeito num apoio MT. A corrente que atravessa o corpo humano nem sempre é igual à que atravessa o coração, esta última é que provoca a Fibrilação Ventricular. Tal facto é explicado pela localização do coração no corpo humano estar ligeiramente deslocada para a esquerda face ao eixo de simetria. Assim, se a corrente entrar no corpo através da mão esquerda a probabilidade de esta atravessar o coração na sua totalidade é elevada. Enquanto que se o ponto de entrada for a mão direita existirá uma porção da corrente que não passará pelo coração (ver Figura 12).

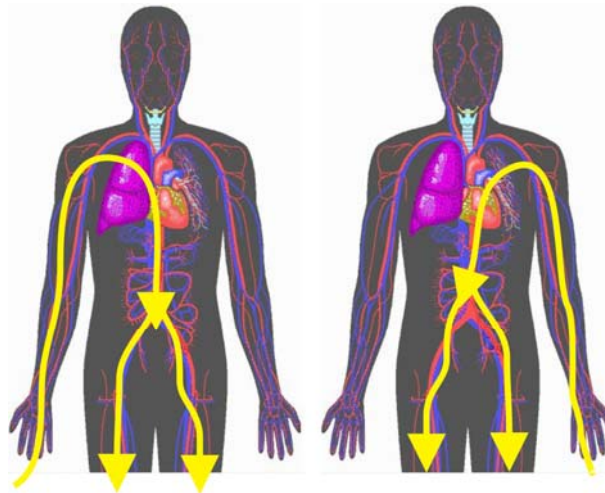
Considera-se que a corrente eléctrica que efectivamente passa pelo coração é uma percentagem da corrente total que atravessa o corpo humano:

$$I_{cor} = k_{cor} I_H \quad (2.11)$$

Em que:

$I_{cor}$  – Corrente eléctrica que atravessa o coração

$k_{cor}$  – Factor que relaciona a corrente eléctrica que atravessa o corpo humano com a que atravessa o coração



a) Ponto de entrada: Mão Direita

b) Ponto de entrada: Mão Esquerda

Figura 12 – Percurso da corrente no corpo humano consoante o ponto de entrada

Substituindo a equação (2.11) na equação (2.10) obtém-se:

$$I_{CC} = \frac{R_H + 0,5(3C_S \rho_S + R_{sapato})}{k_{poste} * \rho * \Delta V(l)} \frac{I_{cor}}{k_{cor}} \quad (2.12)$$

De notar a dependência da equação (2.12) da diferença de potencial ( $\Delta V(l)$ ). Quanto menor for esta diferença de potencial maior será a corrente de defeito que não provoca a fibrilação ventricular numa pessoa em contacto indirecto com o apoio MT. A diferença de potencial pode ser reduzida por alteração dos eléctrodos de terra aplicados nos apoios MT.

### 2.3.3 Análise de Risco

A equação (2.12) permite relacionar a corrente de defeito com a corrente que efectivamente atravessa o corpo humano. Observando esta equação verifica-se que é composta por elementos que não



são constantes tais como: resistividade do solo, o comprimento de braço, a resistência do corpo humano, etc.

Uma análise determinística deste fenómeno pode conduzir a resultados muito restritivos quanto à corrente mínima a ser detectada em cada saída da subestação (SE). É muito pouco provável que todas as condições mais pessimistas ocorram simultaneamente. A utilização de métodos determinísticos conduz à utilização de margens de segurança demasiado elevadas o que se pode traduzir numa limitação à operacionalidade do sistema sem nenhum benefício real. A utilização de uma análise de risco permite considerar de forma probabilista todos os factores obtendo no final uma aproximação realista do risco efectivo. Desta forma reduzem-se os factores de segurança ao estritamente necessário.

Para avaliar a probabilidade de ocorrência de uma fatalidade para a corrente de defeito realiza-se uma análise de risco utilizando variáveis probabilísticas para a equação (2.12). Tendo em conta o ponto 2.1.4 são realizadas análises para vários instantes de tempo considerados.

As variáveis aleatórias a serem consideradas encontram-se descritas nos parágrafos seguintes.

### **Resistividade do Solo ( $\rho$ )**

A resistividade do solo é um dos factores mais importantes na determinação do aumento de potencial do poste devido ao defeito.

Existem vários tipos de solos em Portugal, desde os solos de baixas resistividades das Lezírias ribatejanas até aos solos muito resistivos da Serra da Estrela. Não existem estatísticas publicadas sobre os tipos de solo existentes e a sua ocorrência em Portugal continental. Os engenheiros da EDP cuja actividade se relaciona com o ensaio aos sistemas de terra das SEs, consideram que o valor mais comum da resistividade dos solos em Portugal continental é de  $100\Omega\text{m}$  sendo que os piores solos observados são de  $4000\Omega\text{m}$ .

Considera-se uma distribuição do tipo Logarítmica-Normal com média de  $100\Omega\text{m}$  e com 99,5% dos solos com resistividades inferiores a  $4000\Omega\text{m}$ , para a resistividade do solo.

### **Influência da não uniformidade do solo ( $C_s \rho_s$ )**

A resistividade de um solo depende de factores como a humidade, o grau de salinidade e a temperatura. A camada superior de solo encontra-se sempre mais exposta a estes elementos uma vez que é mais afectada pela temperatura (a condutividade térmica do solo é reduzida, portanto nas camadas inferiores a temperatura é mais constante) e pela humidade (a evaporação processa-se mais a nível das camadas superiores do solo).

Considera-se um modelo de estratificação de solo em duas camadas em que a camada superior se encontra mais exposta a fenómenos de variações de temperatura e de evaporação (ver Figura 13).

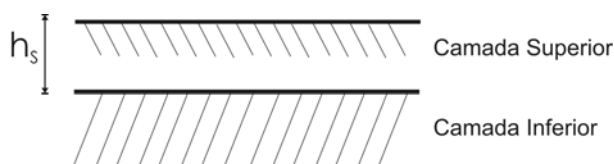


Figura 13 – Exemplificação de um modelo de solo de duas camadas

Segundo a referência [8] o efeito das duas camadas de solo é considerado através da equação expressa em (2.13) e inserida na equação (2.12).

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left( 1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0,09} \quad (2.13)$$

Em que:

$\rho$  - Resistividade média do solo

$\rho_s$  - Resistividade da camada superior do solo

$h_s$  - Profundidade da camada superior

Na referência [30] existem dados sobre a variação da resistividade a várias profundidades durante um período de 40 dias. Verifica-se que nas camadas superiores a resistividade variou cerca de 35% ao longo do tempo. Nas camadas inferiores a variação foi de cerca de 5%.

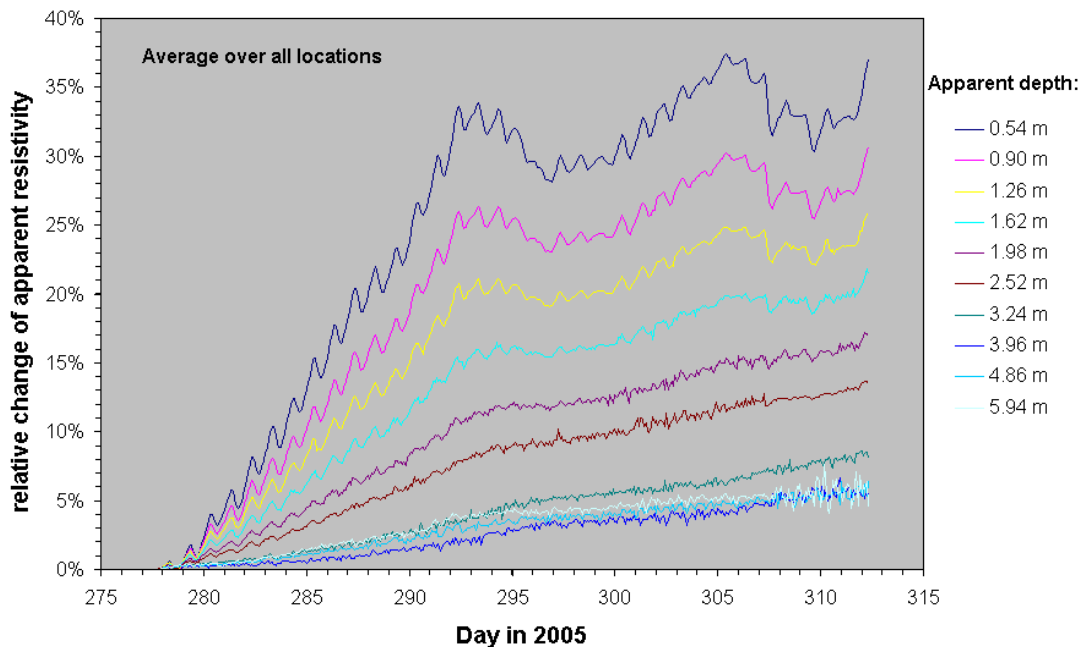


Figura 14 – Resultados da medição da variação da resistividade do solo num determinado local (extraído da referência [31])

O perfil climático de Portugal Continental entre 1961-1990 (ver referência [31]) refere que existem entre 150 dias (no Minho) a 65 dias (Baixo Alentejo e Algarve) de chuva por ano. Trata-se de uma medida indirecta do conteúdo de água no solo.

Para efeitos de simulação considerou-se que:

- Em 150 dias do ano a resistividade da camada superior ( $h_s = 0,54m$ ) é quase idêntica à resistividade média ( $\rho_s = \rho$ )
- Em 215 dias do ano a resistividade da camada superior ( $h_s = 0,54m$ ) é 30% superior à resistividade média ( $\rho_s = 1,3\rho$ )

### **Comprimento de Braço ( $l$ )**

A CENELEC estipula o valor de 1m para esta variável enquanto que o IEEE estipula o valor de 0,8m. Ambos os valores são estipulados para projectos de redes de terras tanto em SEs como na proximidade de postes. Contudo, estas normas de projecto contemplam as piores situações possíveis e neste caso pretende-se determinar uma aproximação realista. Para tal considera-se uma distribuição uniforme entre os valores de 0 até 0,8m.

### **Resistência do corpo humano ( $R_H$ )**

A resistência do corpo humano é definida pelo IEEE como sendo de  $1000\Omega$  em todas as situações. Contudo, a CEI define a resistência do corpo humano como uma função probabilística: para tensões perigosas esta resistência é inferior a  $1000\Omega$  afectando 5% da população,  $1350\Omega$  para 50% da população e de  $2125\Omega$  para 95% da população.

Utilizam-se os valores da norma CEI uma vez que foram alcançados através de experiências em pessoas.

A CEI não refere o tipo de distribuição probabilística a que a resistência do corpo humano obedece. Segundo o expresso em [33] assume-se uma distribuição probabilística do tipo LogNormal que melhor se adequa aos dados apresentados em [7].

### **Resistência dos Sapatos ( $R_{sapato}$ )**

O calçado tem a capacidade de reduzir a corrente no corpo humano para um valor baixo devido à sua resistência elevada. Os materiais utilizados para a sola são geralmente cabedal e borracha (ambos maus condutores de corrente eléctrica). Existem tipos específicos de sapatos anti-electrostáticos que possuem resistências muito reduzidas mas cuja utilização não é generalizada (são normalmente utilizados em refinarias, perto de tanques de combustível ou outro local com perigo de explosão).

Tanto o IEEE como a CEI não consideram o efeito dos sapatos no cálculo da corrente pelo corpo humano apesar de este poder ser significativo. O propósito destas normas é o projecto de redes de terras e não a análise de risco.

Na referência [28] encontram-se vários dados sobre características de sapatos e probabilidade de utilização. O artigo refere que existe uma probabilidade de 10% de uma pessoa estar descalça o que se afigura muito improvável. Considerou-se que a probabilidade de uma pessoa estar descalça é de 0,5%.

As hipóteses assumidas (baseadas em [28]) são apresentadas na Tabela 1.

| Tipo | Descrição                              | Resistência (kΩ) | Tensão de Disrupção (V) | Probabilidade |
|------|--|------------------|-------------------------|---------------|
| 1    | <i>Descalço</i>                        | 0                | 0                       | 0,5%          |
| 2    | <i>Cabedal novo e seco</i>             | 5.000            | 7.000                   | 6%            |
| 3    | <i>Borracha nova e seca</i>            | 5                | 5.000                   | 6%            |
| 4    | <i>Espuma plástica nova e seca</i>     | 30.000           | 20.000                  | 6%            |
| 5    | <i>Cabedal usado e seco</i>            | 1.000            | 5.000                   | 20,1%         |
| 6    | <i>Borracha usada e seca</i>           | 1                | 2.500                   | 20,2%         |
| 7    | <i>Espuma plástica usada e seca</i>    | 6.000            | 15.000                  | 20,2%         |
| 8    | <i>Cabedal novo e molhado</i>          | 10               | 1.000                   | 2%            |
| 9    | <i>Borracha nova e molhada</i>         | 0,5              | 1.000                   | 1%            |
| 10   | <i>Espuma plástica nova e molhada</i>  | 100              | 8.000                   | 2%            |
| 11   | <i>Cabedal usado e molhado</i>         | 5                | 500                     | 6%            |
| 12   | <i>Borracha usada e molhada</i>        | 0,5              | 750                     | 4%            |
| 13   | <i>Espuma plástica usada e molhada</i> | 50               | 4.000                   | 6%            |

Tabela 1 – Características de sapatos e probabilidade de ocorrência

### Tensão de disrupção dos sapatos

A sola dos sapatos, tal como qualquer dieléctrico, possui uma tensão de disrupção. No caso de ocorrer a disrupção da sola a resistência desta passa de um valor elevado para quase zero. Este fenómeno tem de ser tido em conta na análise de risco.

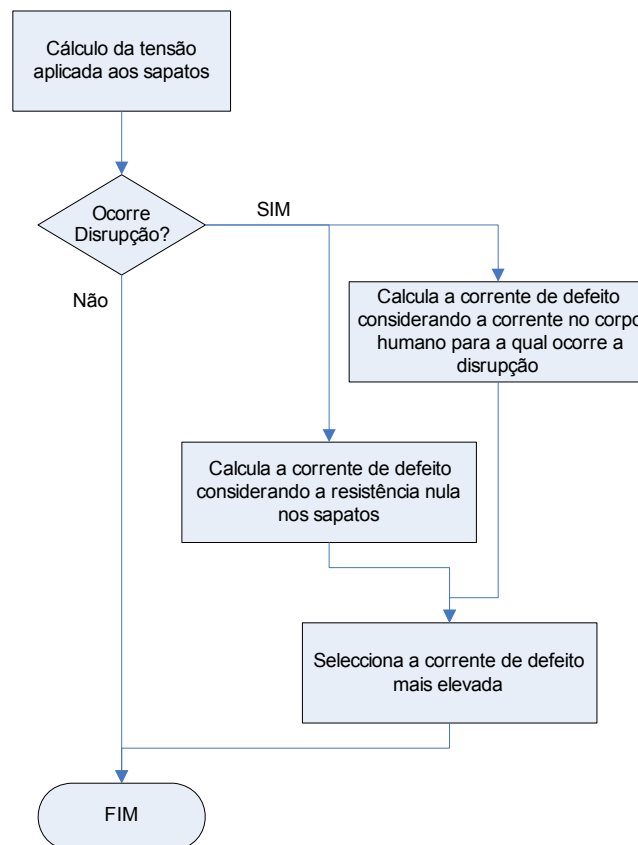


Figura 15 – Fluxograma do tratamento da disrupção dos sapatos

O objectivo desta análise é: determinar a corrente de defeito para a qual ocorre Fibrilação Ventricular numa pessoa que esteja a tocar num poste em defeito. Tendo este objectivo em mente o problema da tensão de disrupção dieléctrico da sola dos sapatos é tratado de acordo com o fluxograma da Figura 15.

### Tolerância do coração humano à passagem de corrente ( $I_{cor}$ )

No ponto 2.1.4 verificou-se que a Fibrilação Ventricular depende de dois factores: amplitude da corrente e tempo de exposição. Segundo a referência [9] a distribuição probabilística que traduz de forma mais adequada o fenómeno da Fibrilação Ventricular é a Logarítmica-Normal.

Para se obter uma relação entre a corrente, o tempo de exposição e a probabilidade de ocorrência de fibrilação ventricular utilizou-se o seguinte método:

1. Seleccionaram-se 100 pontos igualmente espaçados, a nível logarítmico, para o tempo de exposição entre 10s e 0,1s;
2. Para cada um desses pontos de tempo de exposição determinou-se a distribuição logarítmica normal que melhor se ajusta às correntes com probabilidade de 0,5% e 50%.

Na Figura 16 apresenta-se uma exemplificação gráfica do processo utilizado considerando um tempo de exposição de 1s.

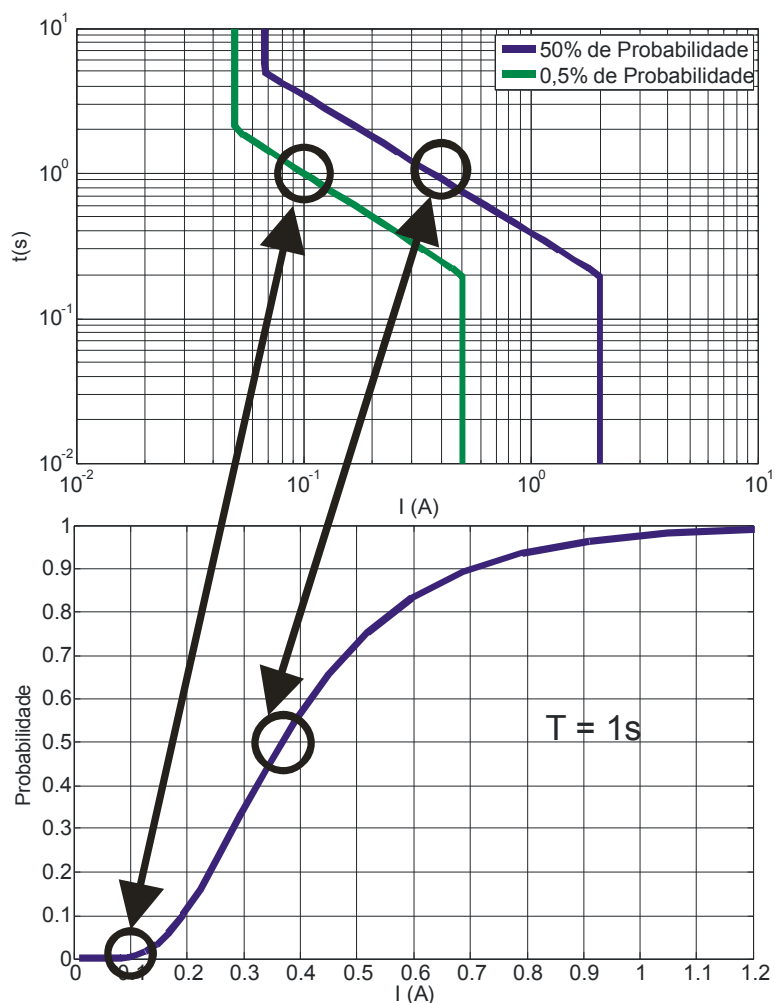


Figura 16 – Correspondência entre as curvas de 0,5% e 50% de probabilidade de fibrilação ventricular para a probabilidade de ocorrência de fibrilação para um intervalo de corrente ( $T=1s$ )

O gráfico da função de probabilidade cumulativa da ocorrência de Fibrilação Ventricular baseado no trabalho de Biegelmeier e Lee (ver [29]) é o representado na Figura 17.

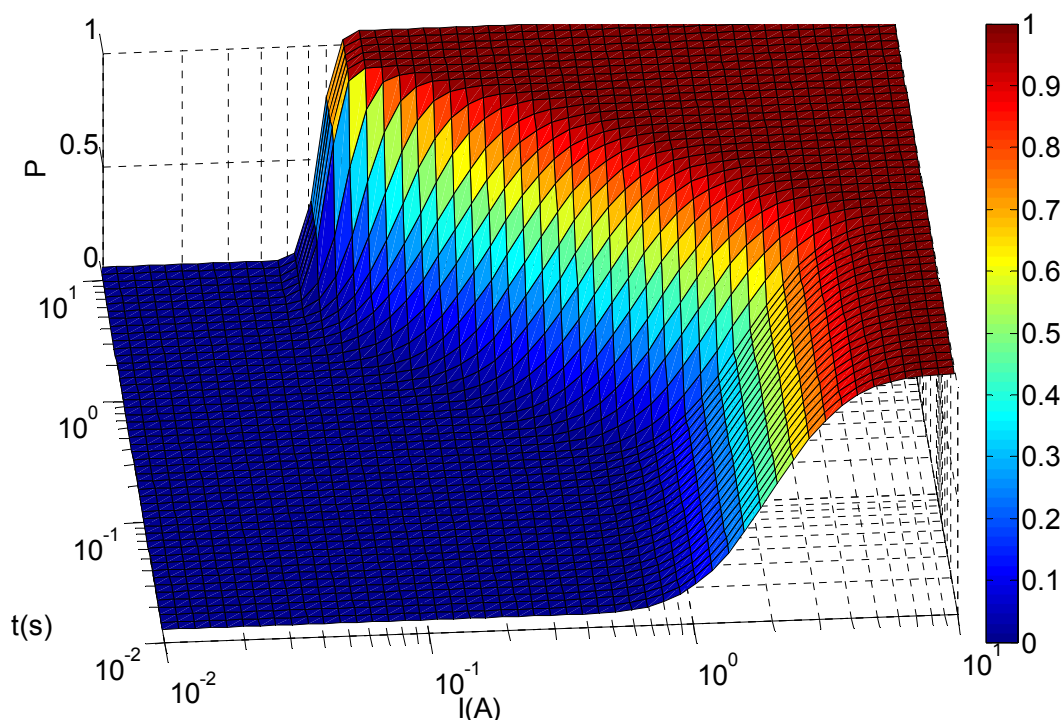


Figura 17 – Função de probabilidade cumulativa de Fibrilação ventricular

#### Factor de passagem da corrente pelo coração ( $k_{cor}$ )

Na referência [7] são apresentados vários valores para a constante  $k_{cor}$  consoante o ponto de entrada e de saída da corrente no corpo humano. Estas são:

- Mão Direita e ambos os Pés:  $k_{cor} = 0,8$
- Mão Esquerda e ambos os Pés:  $k_{cor} = 1,0$

Considera-se que em 50% dos casos o ponto de contacto com o poste MT é a mão direita e nos restantes a mão esquerda.

#### Nível de Segurança

Na análise de risco a que será efectuada serão determinadas correntes de defeito que têm a capacidade de provocar fibrilação ventricular em pessoas. A escolha da menor dessas correntes iria conduzir a uma situação muito pessimista e de probabilidade de ocorrência reduzida. Por esse motivo selecciona-se o valor de corrente para o qual apenas uma percentagem (nível de risco) das correntes se encontra abaixo desse valor.

O nível seleccionado é de 0,5% uma vez que foi o nível utilizado por Dalziel no seu trabalho para estabelecer os valores mínimos de fibrilação ventricular (ver [8]).

As variáveis probabilísticas descritas foram utilizadas na equação (2.12) utilizando o método de Monte Carlo. O processo utilizado foi o seguinte:

1. Foi realizada uma simulação de Monte Carlo por cada um dos 100 instantes temporais igualmente espaçados, a nível logarítmico, entre 10s e 0,1s;
2. Na simulação utilizaram-se valores gerados aleatoriamente que cumprem as distribuições estatísticas apresentadas anteriormente para cada variável aleatória da equação (2.12).
3. Por cada simulação de Monte Carlo foram simulados 5.000.000 de casos possíveis (um número sensivelmente 10 vezes superior ao número de postes de MT existentes em Portugal)

Os resultados obtidos encontram-se representados na Figura 18.

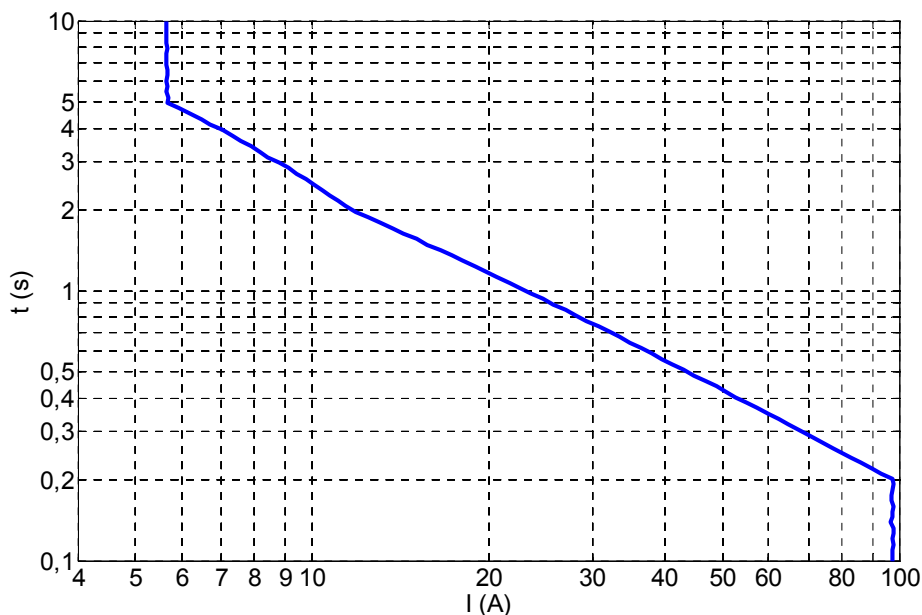


Figura 18 – Resultados da análise de risco

Verifica-se que para um nível de segurança de 0,5% os defeitos superiores a **97 A** (ver Figura 18) deverão ser eliminados num tempo inferior a 0,2s. Não deverá ser permitida a presença de defeitos com correntes superiores a **5,7 A** indefinidamente na rede.

Utilizando o método dos mínimos quadrados determinou-se que a expressão de tempo inverso que melhor se adequa à curva representada na Figura 18 é:

$$t(s) = \frac{33,03}{I^{1,11}} \quad (2.14)$$

A equação (2.14) só é válida entre 5,7A e 97A. Esta possui um índice  $R^2$  relativamente à curva de risco de 0,5% (representada na Figura 18) de 0,999. O ajuste entre a equação (2.14) e a curva de risco de 0,5% é quase perfeito.

De notar que a análise de risco efectuada contempla apenas a situação de toque num poste MT em defeito. Nada refere quanto à probabilidade de ocorrência de uma situação idêntica à representada na Figura 10. Para esta ser determinada seria necessário ter a probabilidade de ocorrência de um defeito num determinado poste e a probabilidade de uma pessoa estar a tocar no poste nesse preciso instante. Trata-se de uma ocorrência muito improvável.

## 2.4 Transferências de potencial entre MT e BT

A transferência de potencial entre a MT e a BT é perigosa uma vez que a rede de BT não possui o nível de isolamento da MT e se encontra muito mais exposta ao contacto humano. Para evitar que potenciais perigosos apareçam na BT são tomadas precauções especiais na ligação do neutro da BT à terra.

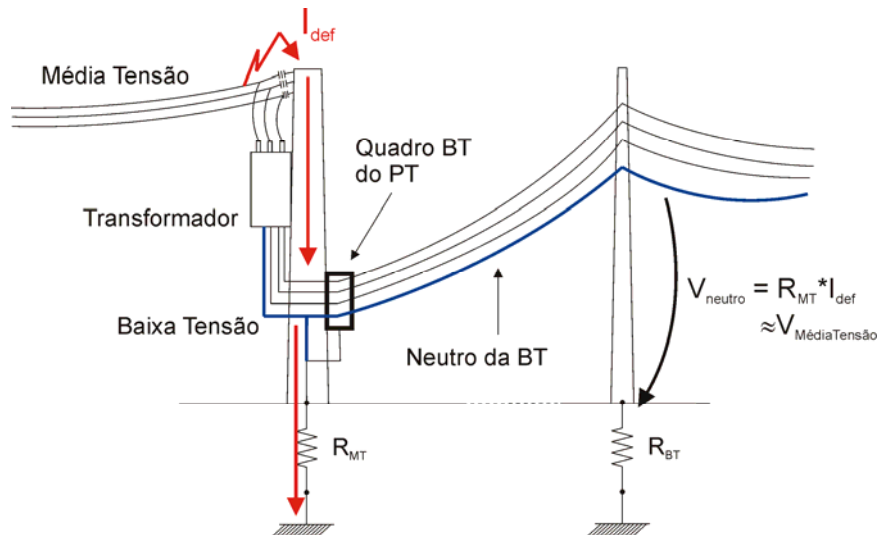


Figura 19 – Exemplificação da transferência de potencial em caso de ligação inadequada do neutro da BT à terra

Se o neutro da BT fosse ligado à terra no próprio PT o potencial deste elevar-se-ia sempre que existisse um defeito no apoio do PT. Se a resistência do apoio for muito elevada a tensão entre o neutro e a terra seria próxima da tensão simples da MT. Assim, a diferença de potencial entre o neutro da BT e a terra da casa de um consumidor seria de vários kV o que provocaria um defeito dentro da casa. Este, por sua vez, poderia originar um incêndio ou até atingir uma pessoa, resultando na morte desta.

Para evitar as transferências de potencial em caso de defeito envolvendo o apoio de um PT, o neutro da BT não é ligado à terra no apoio do PT mas sim num apoio BT que diste pelo menos 15m do PT (ver Figura 20). A uma distância de 15~20m o acoplamento resistivo entre a terra do PT e a terra do apoio BT é reduzido.

Apesar destas precauções existe um ponto fraco neste esquema de ligações: o quadro de BT do PT. Este componente tem de estar ligado à terra para evitar diferenças de potencial letais se estiver em defeito e se uma pessoa lhe tocar. Também tem de possuir um nível de isolamento elevado entre as partes metálicas do quadro e o neutro da BT. O objectivo é garantir que não existe uma disrupção dieléctrica entre o neutro da BT e o PT devido ao aumento de potencial em caso de defeito.

O efeito da transferência de potencial é particularmente grave no caso de um defeito do tipo “cross-country” (ver 3.5) em que a corrente de defeito não se encontra limitada pela impedância de neutro.

Dado que não é possível limitar a corrente de defeito a melhor opção a nível de sistema de protecção é o de eliminar de forma rápida os defeitos FT e “cross-country” com correntes elevadas.



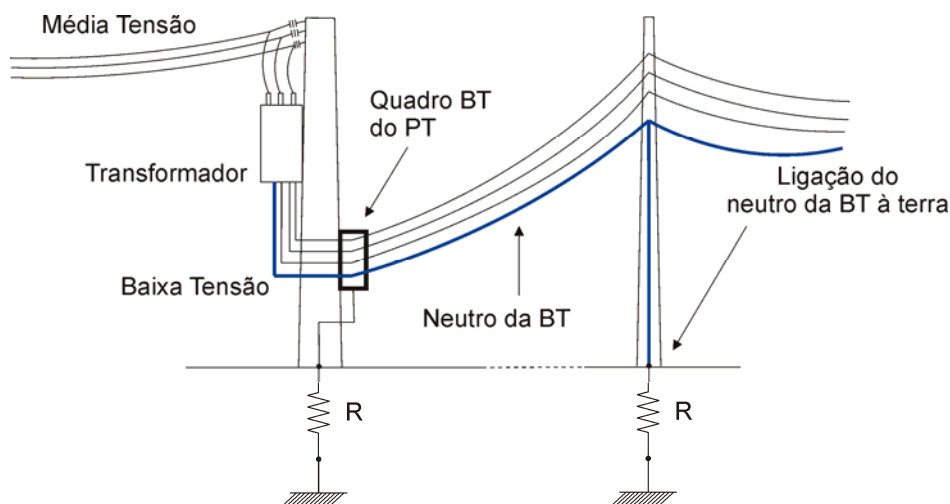


Figura 20 – Esquema de ligação de um Posto de Transformação MT/BT

## 2.5 Condutores Partidos

### 2.5.1 Apresentação do problema

A situação de condutor partido é uma situação inerentemente perigosa para o público em geral uma vez que envolve a violação das normas relativas às distâncias de segurança. Por outro lado também pode ser uma situação de difícil detecção.

O ponto de ruptura do condutor é quase sempre o ponto de maior stress mecânico (junto ao isolador). Existem também casos de ruptura de arcos de ligação entre apoios de amarração que provavelmente se devem a apertos incorrectos dos ligadores (tal conduz a uma resistência de contacto superior ao permitido pelo fabricante do ligador e à quebra deste). Apesar dos pontos de ruptura nos postes estarem identificados é impossível determinar o ponto da rede onde estes ocorrem.

Existem 3 situações de condutor partido:

- Situação 1 – Condutor caído do lado da SE (ver Figura 21);
- Situação 2 – Condutor caído em solo muito resistivo ou interrompido (ver Figura 22);
- Situação 3 – Condutor caído do lado da carga (ver Figura 23);

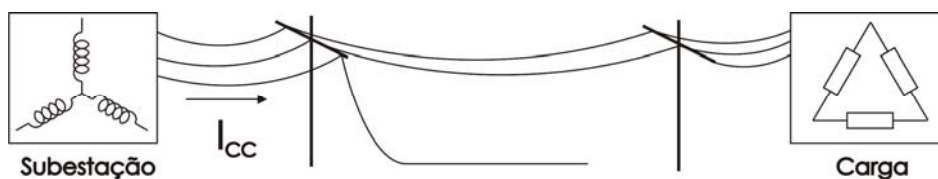


Figura 21 – Representação de um condutor caído do lado da SE (situação 1)

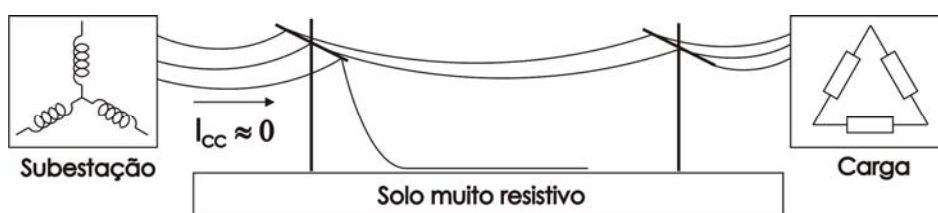


Figura 22 – Representação de um condutor caído do lado da SE em solo muito resistivo (Situação 2)

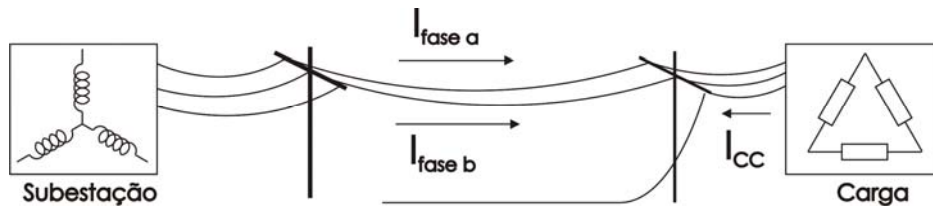


Figura 23 – Representação de um condutor caído do lado da carga (situação 3)

Cada situação tem as suas especificidades que serão analisadas em detalhe.

### Situação 1

Nesta situação o condutor encontra-se caído do lado da SE em solo normal (sem resistividade muito elevada). O comprimento de condutor caído deverá ser da ordem de umas dezenas de metros pelo que a resistência de contacto com a terra deverá ser reduzida. As correntes de sequência directa, inversa e homopolar podem ser determinadas através das seguintes equações, (2.15), (2.16) e (2.17) respectivamente, retiradas de [5]:

$$\Delta \bar{I}_d \approx -\frac{1}{2} \bar{I}_d^{pre\ def} + \frac{1}{3} \bar{I}_{CC} \quad (2.15)$$

$$\Delta \bar{I}_i \approx -\frac{1}{2} \bar{I}_d^{pre\ def} + \frac{1}{3} \bar{I}_{CC} = \Delta \bar{I}_d \quad (2.16)$$

$$\Delta \bar{I}_h \approx \frac{1}{3} \bar{I}_{CC} \quad (2.17)$$

Nestas expressões a corrente de curto-circuito ( $I_{CC}$ ) é determinada através da equação utilizada para um defeito fase-terra. A corrente de defeito é sempre mensurável e detectável a partir da SE.

### Situação 2

Na situação 2 considera-se que o condutor se encontra caído num solo muito resistivo ou interrompido sem contacto com o solo. A única corrente mensurável que circula na linha é a das fases sãs. Esta pode ser estimada através das equações (2.19), (2.20) e (2.21) retiradas de [6].

$$\bar{I}_{CC} \approx 0 \quad (2.18)$$

$$\Delta \bar{I}_d \approx -\frac{1}{2} \bar{I}_d^{pre\ def} \quad (2.19)$$

$$\Delta \bar{I}_i = \Delta \bar{I}_d \quad (2.20)$$

$$\Delta \bar{I}_h \approx 0 \quad (2.21)$$

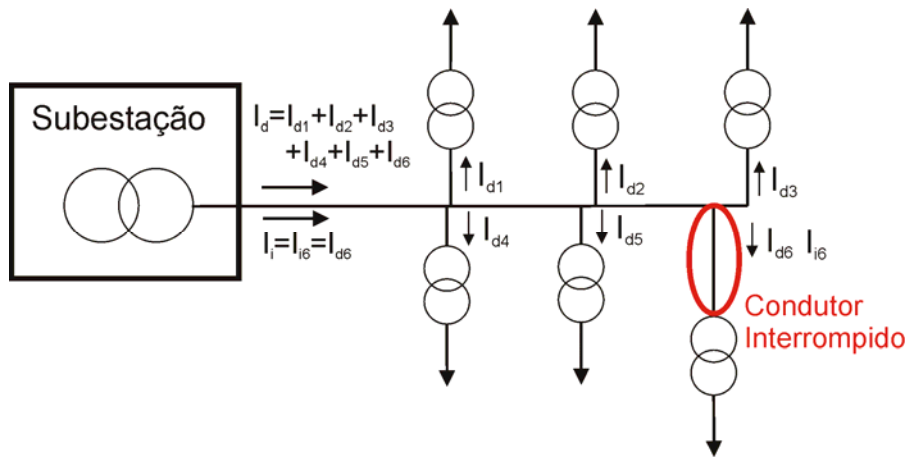


Figura 24 – Representação da componente directa e inversa de corrente numa situação típica de condutor partido

Verifica-se que nesta situação a corrente homopolar é nula e que existe variação apreciável nas componentes directa e inversa da corrente. As equações anteriores foram determinadas para o troço de linha partida, contudo, numa saída de SE com inúmeras ramificações em que a fractura ocorra numa delas, a variação de corrente directa e inversa pode ser reduzida. Tal dificulta a detecção da situação de condutor partido (ver Figura 24).

### Situação 3

A situação 3 consiste num condutor partido e em contacto com o solo (pouco resistivo) do lado da carga. Neste caso a corrente de defeito é limitada pela carga a jusante e pode ser determinada pelas seguintes equações (retiradas de [6]):

$$\bar{I}_{CC} \approx \frac{1}{3} \bar{I}_d^{pre\ def} \quad (2.22)$$

$$\Delta \bar{I}_d = \Delta \bar{I}_i \approx -\frac{4}{9} \bar{I}_d^{pre\ def} \quad (2.23)$$

$$\Delta \bar{I}_h \approx -\frac{1}{9} \bar{I}_d^{pre\ def} \quad (2.24)$$

A corrente de defeito é cerca de 1/3 da corrente de carga inicial o que pode causar problemas de detecção de defeito em zonas de carga reduzida.

Um condutor numa linha aérea caído no solo é sempre um perigo imediato ou potencial para a segurança de pessoas. Trata-se de uma situação em que a tensão nominal do condutor activo se encontra a uma distância não segura das pessoas.

Além do perigo óbvio devido à redução das distâncias de segurança para os elementos da linha em tensão, deve-se considerar outro factor que coloca indirectamente questões de segurança de pessoas. Um condutor em contacto com o solo pode formar descargas eléctricas entre partes do condutor e o solo. Estas podem aumentar a temperatura da área envolvente e induzir o aparecimento de um incêndio se houver material combustível nas proximidades.

Para as situações 2 e 3 a detecção de condutor partido através da medição da corrente residual não é garantida. No caso da situação 3 a adopção de um valor baixo de corrente homopolar poderá aumentar os casos de detecção de condutores partidos. Para as situações 2 e 3 poder-se-á adoptar um tipo de protecção com base nas correntes de sequência directa e inversa (este assunto irá ser analisado com maior detalhe num ponto posterior).

## 2.5.2 Tensão de Passo motivada por um condutor partido

Existe, ainda, o perigo de uma pessoa o pisar estando o condutor no chão. Na Figura 25 encontra-se uma representação desta situação.

Tal como a situação representada de tensão de contacto (ver secção 2.3.2) também existe potencial eléctrico na proximidade do condutor partido. Este encontra-se representado na Figura 27. Observando esta verifica-se que a diferença de potencial entre o condutor caído e um ponto a 1 m deste é de cerca de 65% do GPR<sup>4</sup> (58% do GPR para 0,7m). Uma pessoa que esteja a andar a 1m do condutor caído só será sujeita a uma diferença de potencial de 10% do GPR (distância de passo de 1m).

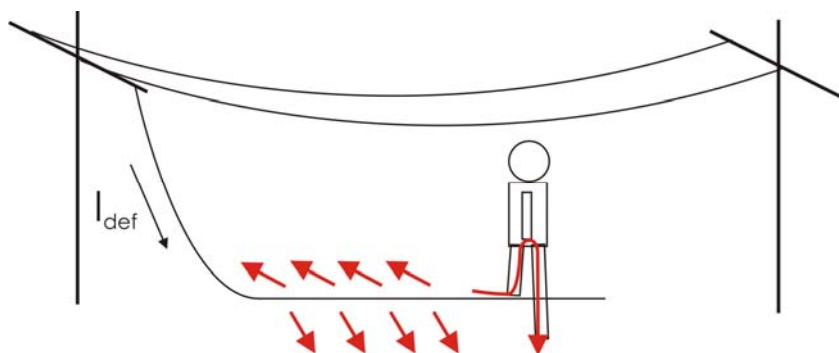


Figura 25 – Representação de uma situação de tensão de passo

Na análise anterior é possível verificar que a pior situação é quando existe contacto directo entre um pé da pessoa e o condutor caído. Esta encontra-se representada, em equivalentes eléctricos, na Figura 26.

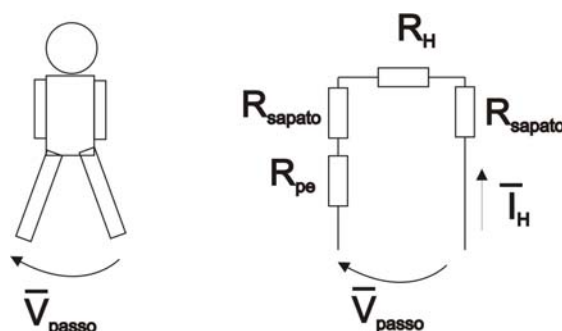


Figura 26 – Resistências a considerar no caso de um contacto entre um pé e um condutor partido

<sup>4</sup> Sigla inglesa para “Ground Potential Rise”. Trata-se do potencial máximo a que se eleva o elemento em defeito em relação ao potencial da terra.

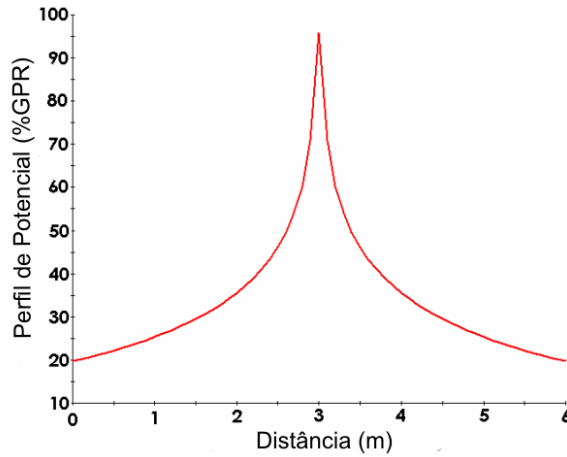


Figura 27 – Perfil de potencial perpendicular a um condutor partido

Ou seja,

$$\bar{V}_{passo} = (2R_{sapato} + R_H + R_{pe}) \bar{I}_H \quad (2.25)$$

Por outro lado a tensão de passo também pode ser calculada da seguinte forma,

$$\bar{V}_{passo} = R_{cond}(l_{cond}) \bar{I}_{CC} \Delta V_{cond}(l_{passo}) \quad (2.26)$$

Em que,

$R_{cond}$  - Resistência de terra do condutor caído

$\bar{I}_{CC}$  - Corrente de defeito

$\Delta V_{cond}(l_{passo})$  - Diferença de potencial entre os dois pés (percentagem da tensão total)

$l_{passo}$  - Comprimento do passo

$l_{cond}$  - Comprimento de condutor caído no chão

Substituindo (2.25) e (2.9) na equação (2.26) obtém-se:

$$I_{CC} = \frac{R_H + 3C_S \rho_S + 2R_{sapato}}{R_{cond}(l_{cond}) * \Delta V_{cond}(l_{passo})} I_H \quad (2.27)$$

Dado que apenas uma fracção da corrente que atravessa o corpo humano passa através do coração a equação (2.27) é alterada, por incorporação da equação (2.11), assumindo a seguinte forma:

$$I_{CC} = \frac{R_H + 3C_S \rho_S + 2R_{sapato}}{R_{cond}(l_{cond}) * \Delta V_{cond}(l_{passo})} \frac{I_{cor}}{k_{cor}} \quad (2.28)$$

### 2.5.3 Análise de risco

O risco envolvido numa situação de condutor partido e caído no chão depende de vários factores. Tal como foi referido em 2.3.3 é demasiado pessimista assumir que todos estes factores assumem os valores mais gravosos de forma simultânea pelo que se efectua uma análise de risco.

Muitas das variáveis presentes nas equações (2.27) e (2.28) possuem as distribuições estatísticas apresentadas em 2.3.3. Para as variáveis que possuem diferenças apresentam-se as suas distribuições estatísticas.

### **Comprimento do passo ( $l_{passo}$ )**

A única entidade que estipula valores para a tensão de passo é o IEEE. Para esta instituição deve ser utilizado o valor de 1m. Ambos os valores são estipulados para projectos de redes de terras tanto em SEs como na proximidade de postes. Contudo, estas normas de projecto contemplam as piores situações possíveis e neste caso pretende-se determinar uma aproximação realista. Para tal considera-se uma distribuição uniforme entre os valores de 0 até 1m.

### **Comprimento do condutor caído no chão ( $l_{cond}$ )**

A distância típica entre apoios MT é de cerca de 200m. Contudo, existem situações em que a distância é muito inferior a este valor. O ponto de ruptura mais comum é a zona perto da cadeia de isoladores uma vez que é onde o stress mecânico é maior.

Para efeitos da análise de risco considerou-se uma distribuição uniforme entre 0m e 185m (os apoios de MT têm usualmente uma altura de 15m).

### **Resistência do condutor caído no chão ( $R_{cond}$ )**

A fórmula de cálculo da resistência do condutor caído foi retirada da norma IEEE Std. 141 de 1991. A fórmula (2.29) refere-se ao cálculo da resistência de terra de condutores enterrados e foi utilizada como aproximação ao valor da resistência de terra do condutor caído.

$$R_{cond} = \frac{C_S \rho}{4\pi l_{cond}} \left( \ln \left( \frac{4l_{cond}}{a} \right) + \ln \left( \frac{4l_{cond}}{s} \right) - 2 + \frac{s}{2l_{cond}} - \frac{s^2}{16l_{cond}^2} + \frac{s^4}{512l_{cond}^4} \right) \quad (2.29)$$

Em que,

$\frac{s}{2}$  – Profundidade a que se encontra enterrado o condutor

$a$  – raio do condutor caído

Para simular a situação de um condutor caído considerou-se uma profundidade de 0,5 mm ( $s/2 = 0,001$ ).

Considerou-se também a utilização de um condutor com 25 mm<sup>2</sup> de secção o que implica que o raio deste é de 2,8 mm.

### **Tolerância do coração humano à passagem de corrente ( $I_{cor}$ ou $I_H$ )**

Existem dois fenómenos importantes que podem causar a morte de uma pessoa numa situação de contacto do pé com um condutor partido. O efeito mais óbvio, e explicado em 2.1.4, é a fibrilação ventricular. Contudo, na referência [8] apresenta-se outra situação perigosa. A passagem da corrente eléctrica provoca dor e contracções musculares involuntárias que podem levar à queda de uma pessoa. Se a pessoa cair em cima do condutor poderá provocar a passagem de uma corrente elevada no coração. A referência [8] utiliza os mesmos valores de limiar de corrente para uma situação de tensão de toque como de passo.

No seguimento desta análise de risco serão apresentados dois valores para a corrente de defeito: o valor que poderá causar a fibrilação ventricular; o valor que poderá conduzir à queda de uma pessoa.

### **Factor de passagem da corrente pelo coração ( $k_{cor}$ )**

Na referência [7] são apresentados vários valores para a constante  $k_{cor}$  consoante o ponto de entrada e de saída da corrente no corpo humano. No caso da passagem da corrente entre os dois

pés o factor é de 0,04. Dado que a passagem de corrente se processa entre ambos os pés, a corrente que circula pelo coração, mais afastado do principal fluxo de corrente, é reduzida.

- $k_{cor} = 0,04$

Neste caso trata-se de um factor determinístico.

### **Nível de Segurança**

Tal como na análise efectuada em 2.3.3 selecciona-se um nível de risco de 0,5%.

Foi efectuada uma simulação utilizando o método de Monte Carlo para determinar os valores da corrente de defeito que são passíveis de causar a queda de uma pessoa ou a fibrilação ventricular. Os resultados obtidos foram:

- Queda: **7,1 A**
- Fibrilação: **142 A**

Na determinação da corrente que poderá provocar a fibrilação ventricular utilizaram-se os valores mínimos de corrente, ou seja para o tempo de 10s, apresentados na Figura 7. Esta opção deveu-se ao facto de entre a queda do condutor e este ser pisado por uma pessoa passa necessariamente algum tempo (possivelmente minutos ou horas) pelo que o factor mais importante é a detecção de situações perigosas.

## **2.6 Conclusões**

As conclusões que podem ser retiradas deste capítulo são:

- Os contactos directos entre uma pessoa e o sistema eléctrico de distribuição de energia conduzirão à morte numa grande percentagem dos casos;
- Os defeitos com valores entre **5,7 A** e **97 A** deverão ser eliminados nos tempos apresentados na Figura 18;
- Os defeitos com valores acima de **97 A** deverão ser eliminados, desejavelmente, em menos de 0,2s;
- É importante a detecção de condutores partidos que dêem origem a uma corrente de defeito de 7,1A. A eliminação de defeitos com correntes superiores a 5,7A já inclui a detecção de situações perigosas de condutores partidos.

De notar que os valores de corrente determinados são independentes do nível de tensão da rede uma vez que foram determinados através das tensões de toque dos apoios MT<sup>5</sup> e das características gerais dos solos.

---

<sup>5</sup> A construção destes é independente do nível de tensão da rede (apenas os tipos de isoladores empregues dependem do nível de tensão)

## 3 Redes de MT em Portugal

### 3.1 Introdução

Existem diversas formas de realizar a ligação do neutro à terra numa SE de MT de topologia radial. Todos os regimes de neutro têm vantagens e inconvenientes a nível económico, de segurança de pessoas, de exploração e de qualidade de onda de tensão (sobretudo a nível das cavas de tensão). Como tal, não existe a nível mundial, um consenso relativo ao tipo de regime de neutro a utilizar. Os seguintes tipos de regime de neutro são utilizados por empresas de distribuição de electricidade mundiais:

- Neutro Sólido à terra;
- Neutro Ressonante (bobine de Petersen);
- Neutro Isolado;
- Neutro com Resistência limitadora;
- Neutro com Reactância limitadora.

O presente documento não pretende abordar a protecção de pessoas do ponto de vista da adequação do regime de neutro à questão da segurança de pessoas, mas antes perante o regime de neutro (situação realista) definir os requisitos do sistema de protecções para garantir ao máximo a segurança delas. Como tal, o documento centra-se nos regimes de neutro existentes em Portugal em 2006:

- Neutro com impedância limitadora (inclui resistência): 304 Subestações;
- Neutro isolado: 77 Subestações;
- Outras ligações: 20 Subestações.

O Neutro Ressonante permite limitar a corrente de defeito a valores muito reduzidos, numa situação de sintonia elevada. Tal facto permite que a rede MT seja explorada em defeito FT durante muito tempo<sup>6</sup>. O neutro ressonante coloca problemas ao sistema de protecções uma vez que a saída defeituosa pode não ser detectada selectivamente. Por este motivo (e por questões de segurança perto dos postes de MT), tanto os franceses como os austríacos não utilizam a sintonia perfeita mas dessintonizam a bobine de Petersen para uma corrente de defeito de 40A<sup>7</sup>. Contudo, como este regime de neutro já não é utilizado em Portugal este documento não se irá debruçar sobre este.

### 3.2 Regime de neutro com Reactância Limitadora (rede aérea, mista ou subterrânea)

---

<sup>6</sup> O facto de a rede poder ser explorada em defeito é particularmente importante nos países nórdicos e na Alemanha, onde o Inverno rigoroso por vezes não permite que as avarias sejam reparadas atempadamente.

<sup>7</sup> O valor de 40A pode parecer algo conflituoso com os resultados apresentados na Figura 18. Contudo, estes dependem muito da ligação à terra dos postes de MT. Noutros países existe a prática de construir uma malha de terra em torno do poste MT para reduzir a tensão de toque a que uma pessoa se encontra sujeita. Nesses casos é possível garantir a segurança de pessoas com um valor de corrente de defeito mais elevado de 5A.



O regime de neutro com reactância limitadora é o mais utilizado em Portugal. Existem algumas variações neste regime de neutro, relacionadas com o tipo de rede:

- **Reactância limitadora a 300A** (com relação  $X/R = 2,8^8$ ) – utilizada em redes predominantemente aéreas;
- **Reactância limitadora a 1000A** – utilizada em redes predominantemente subterrâneas ou mistas.

Apesar de o regime de neutro se designar por Reactância limitadora esta não é pura e contém uma determinada parte resistiva. Não se deve desprezar esta parte resistiva uma vez que esta possui uma importância elevada no comportamento do sistema de protecções.

No caso da ocorrência de um defeito FT numa rede com Reactância Limitadora a distribuição de corrente é apresentada na Figura 28.

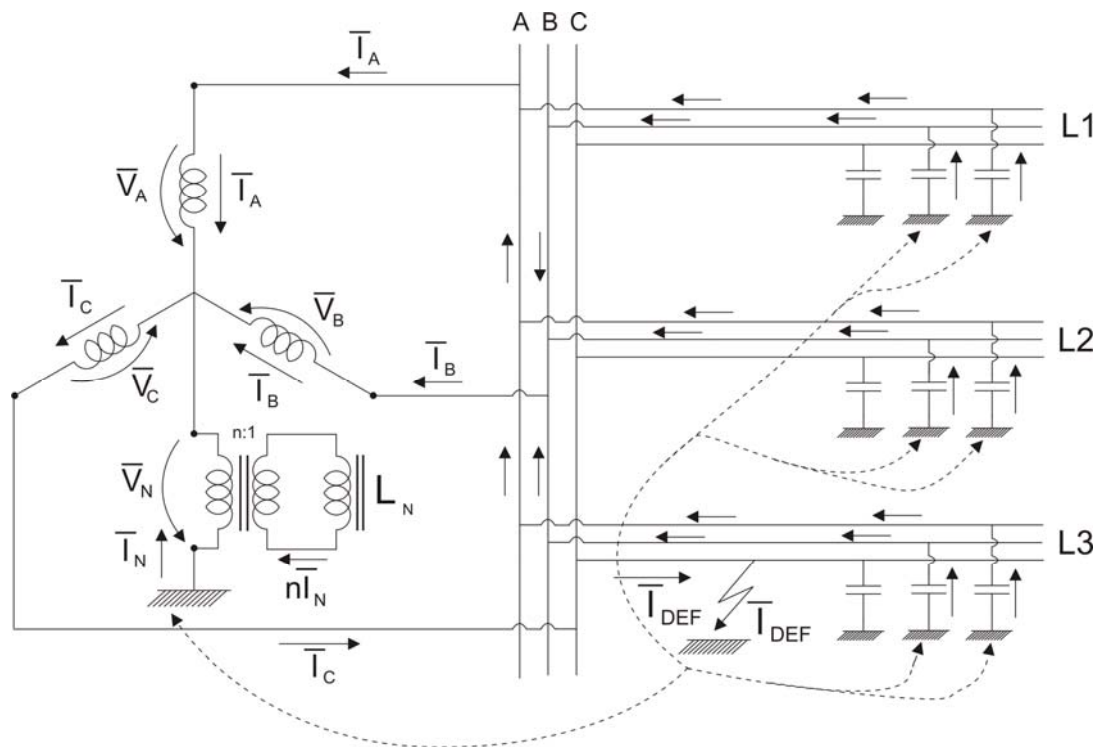


Figura 28 – Exemplificação da circulação de correntes em caso de defeito FT numa SE com reactância limitadora e resistência não desprezável

Verifica-se que existem 2 tipos de contribuição para a corrente de defeito:

- Corrente homopolar das linhas sãs (de origem capacitiva);
- Corrente homopolar da reactância de neutro;

É possível determinar a componente directa, inversa e homopolar da corrente de defeito utilizando o circuito equivalente representado na Figura 29.

<sup>8</sup> A relação  $X/R$  de uma reactância com medições efectuadas a cerca de 20°C apontam para um valor de 3. Contudo, devido às perdas no ferro e nos enrolamentos da reactância existe uma diferença de temperaturas entre o enrolamento e o exterior de cerca de 16,5 °C (ver referência [31]). Nestas condições a relação  $X/R$  diminui para cerca de 2,8.

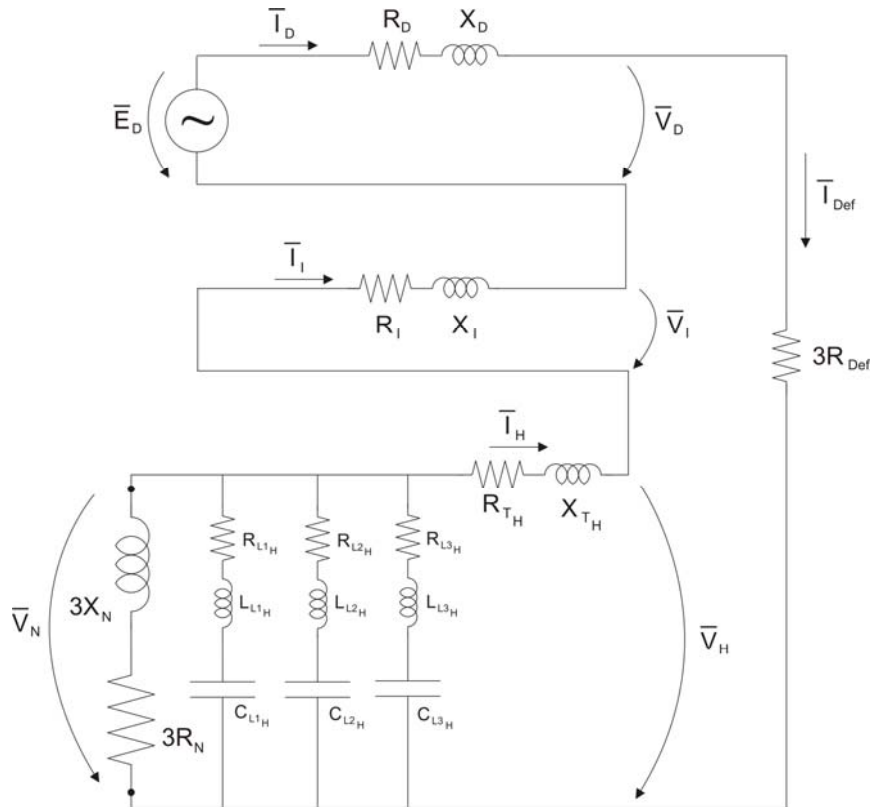


Figura 29 – Esquema equivalente, no ponto de defeito, para um defeito FT numa rede com reactância de neutro (resistência da reactância não desprezável)

O circuito equivalente apresentado para determinar a corrente de defeito só é válido no ponto de defeito. Contudo, a medida da corrente é realizada na saída MT e não no ponto de defeito pelo que existe diferença entre a componente homopolar da corrente medida e a corrente que realmente circula para a terra no ponto de defeito. Tal é devido à componente homopolar da linha defeituosa que circula nas duas fases sãs no sentido da SE e na fase defeituosa no sentido do defeito (ver Figura 30). O TI toroidal colocado na saída MT não detecta a componente homopolar devida às capacidades homopolares da própria saída.

A contribuição dos termos resistivos e indutivos das linhas sãs para a corrente de defeito são desprezáveis dado que a sua impedância é muito inferior às capacidades homopolares<sup>9</sup>.

A componente homopolar da corrente de defeito, medida na saída defeituosa, é determinada por:

$$\bar{I}_h = \frac{\bar{I}_{res}}{3} = \frac{\bar{E}_d}{3R_{def} + \bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_{th} + 3(R_N + jX_N) \left( 1 - 3X_N\omega \sum_{i=1, i \neq l}^N C_i + j3R_N\omega \sum_{i=1, i \neq l}^N C_i \right)} \quad (3.1)$$

<sup>9</sup> As capacidades parasitas têm sensivelmente um valor de 5nF/km (ou seja, cerca de 637kΩ/km) enquanto que as componentes resistivas possuem cerca de 1Ω/km (depende do condutor utilizado mas não é usualmente superior a este valor) e as componentes indutivas cerca de 0,3Ω/km. As componentes capacitivas possuem impedâncias muito superiores às impedâncias longitudinais da linha (resistência e indutância).

Em que,

$N$  – número de saídas da SE

$l$  – número da saída em defeito

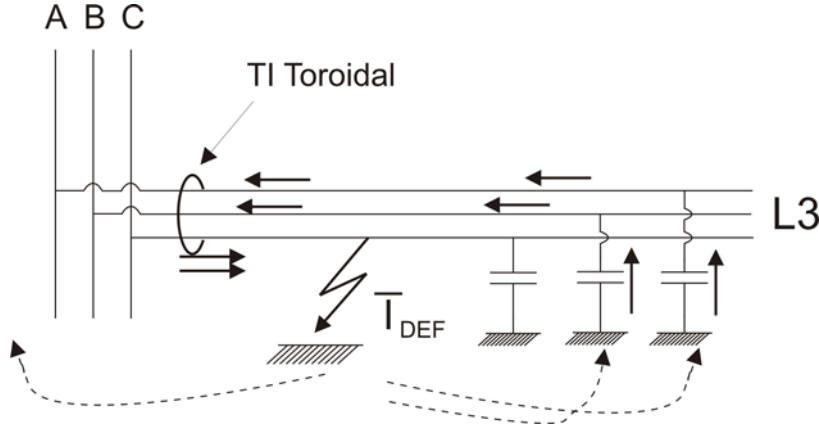


Figura 30 – Exemplo da contribuição para o defeito das capacidades homopolares da linha defeituosa (de notar que a corrente homopolar medida na SE é nula apesar de no ponto de defeito não o ser)

No caso das redes com este tipo de neutro a impedância de neutro é muito superior às capacidades homopolares da rede. É usual utilizar-se a seguinte aproximação:

$$\bar{I}_h = \frac{\bar{I}_{res}}{3} = \frac{\bar{E}_d}{3R_{def} + \bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_{th} + 3(R_N + jX_N)} \quad (3.2)$$

O factor mais importante na determinação pode ser a resistência de defeito sobretudo em zonas de resistividade do solo elevada.

A potência residual do defeito é:

$$\bar{S}_{res} = 9\bar{S}_h = -9\bar{V}_h\bar{I}_h^* = -9 \left( \bar{Z}_{th} + 3 \frac{R_N + jX_N}{\left( 1 - 3X_N\omega \sum_{i=1, i \neq l}^N C_i + j3R_N\omega \sum_{i=1, i \neq l}^N C_i \right)} \right) I_h^2 \quad (3.3)$$

Como se pode verificar a potência residual depende apenas do valor eficaz da corrente e das constantes do sistema. O regime de neutro em Portugal é seleccionado de modo a que a reactância de neutro possua um valor muito mais reduzido que as capacidades homopolares da rede. Nestas circunstâncias a potência residual pode ser aproximada por:

$$\bar{S}_{res} = 9\bar{S}_h = -9\bar{V}_h\bar{I}_h^* = -9 \left( \bar{Z}_{th} + 3(R_N + jX_N) \right) I_h^2 \quad (3.4)$$

Até esta altura considerou-se, implicitamente, que a presença de corrente homopolar numa saída é indício da presença de um defeito. De certo modo este facto é verdade, uma vez que para a ocorrência de corrente homopolar é necessário que exista corrente que circule pela terra. Tal pode dever-se a um defeito mas também pode ser causado por variações nas capacidades de ligação à terra das linhas de MT (ver Figura 31).

As correntes nas fases devido às capacidades da rede são dadas pela equação (3.5).

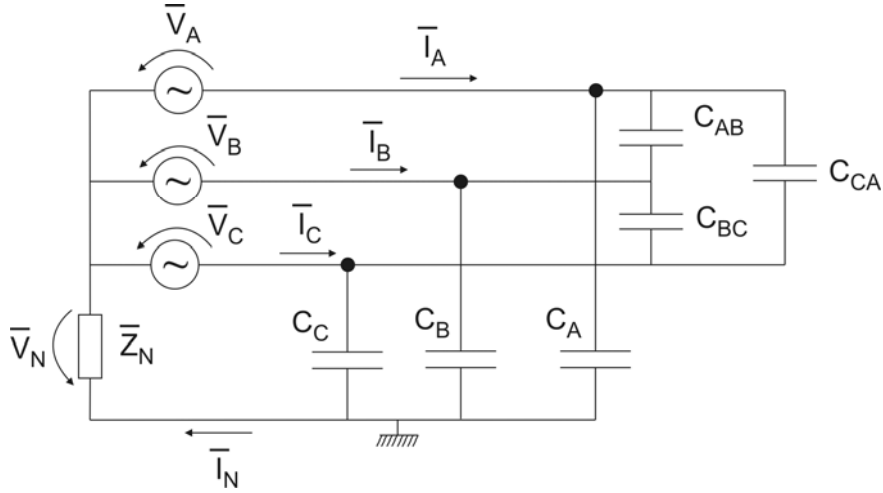


Figura 31 – Representação esquemática das capacidades de ligação à terra de uma rede MT (sem defeito)

$$\begin{cases} \bar{I}_A = \frac{j\omega C_A \bar{V}_A}{j\omega C_A \bar{Z}_N + 1} + j\omega C_{AB} (\bar{V}_A - \bar{V}_B) + j\omega C_{CA} (\bar{V}_A - \bar{V}_C) \\ \bar{I}_B = \frac{j\omega C_B \bar{V}_B}{j\omega C_B \bar{Z}_N + 1} + j\omega C_{AB} (\bar{V}_B - \bar{V}_A) + j\omega C_{BC} (\bar{V}_B - \bar{V}_C) \\ \bar{I}_C = \frac{j\omega C_C \bar{V}_C}{j\omega C_C \bar{Z}_N + 1} + j\omega C_{CA} (\bar{V}_C - \bar{V}_A) + j\omega C_{BC} (\bar{V}_C - \bar{V}_B) \end{cases} \quad (3.5)$$

A corrente no neutro é dada por:

$$\bar{I}_N = \bar{I}_A + \bar{I}_B + \bar{I}_C = \frac{j\omega C_A \bar{V}_A}{j\omega C_A \bar{Z}_N + 1} + \frac{j\omega C_B \bar{V}_B}{j\omega C_B \bar{Z}_N + 1} + \frac{j\omega C_C \bar{V}_C}{j\omega C_C \bar{Z}_N + 1} \quad (3.6)$$

Considerando que:

$$C = \frac{C_A + C_B + C_C}{3} \quad (3.7)$$

Então:

$$\begin{cases} C_A \approx C \\ C_B \approx C \\ C_C \approx C \end{cases} \quad (3.8)$$

Substituindo as equações (3.8) na equação (3.6) obtém-se:

$$\bar{I}_N \approx \frac{j\omega C_A \bar{V}_A + j\omega C_B \bar{V}_B + j\omega C_C \bar{V}_C}{j\omega C \bar{Z}_N + 1} \quad (3.9)$$

A tensão do neutro (homopolar) é dada por:

$$\frac{\bar{V}_N}{\bar{V}_d} = -\frac{3j\omega kC}{\frac{1}{\bar{Z}_N} + 3j\omega C} \quad (3.10)$$

Em que,

$C$  – Capacidade homopolar da linha

$\bar{Z}_N$  - Impedância de ligação do neutro à terra

$$\bar{k} = \frac{C_A + e^{-j\frac{2\pi}{3}} C_B + e^{j\frac{2\pi}{3}} C_C}{3C} \text{ - Desequilíbrio da rede}$$

A corrente residual em cada saída MT é determinada através da seguinte equação:

$$\bar{I}_{N_i} = \left( 3j\omega\bar{k}_i C_i + \frac{\omega^2 9C_i \sum_{j=1}^N \bar{k}_j C_j}{\frac{1}{\bar{Z}_N} + 3j\omega \sum_{j=1}^N C_j} \right) \bar{V}_d \quad (3.11)$$

Onde,

$\bar{I}_{N_i}$  - Corrente residual na saída MT  $i$

$C_i$  - Capacidade homopolar da saída MT  $i$

$\bar{k}_i$  - Desequilíbrio na saída  $i$

$N$  – Número total de saídas MT

$\bar{k}_j$  - Desequilíbrio na saída  $j$

$C_j$  - Capacidade homopolar da saída MT  $j$

Tanto a tensão de neutro como a corrente residual de uma rede sem defeito dependem da componente directa da tensão. Esta corrente homopolar é devida a acoplamentos entre as componentes directa e homopolar do sistema. Apesar de estes serem muito reduzidos, e normalmente desprezados, devem ser considerados quando se pretende uma sensibilidade elevada para o sistema de protecções.

Considerando que a impedância de ligação do neutro à terra é muito inferior à impedância das capacidades homopolares, tal como ocorre nas redes com reactâncias limitadoras, as equações anteriores podem ser aproximadas por:

$$\frac{\bar{V}_N}{\bar{V}_d} \simeq -3\bar{Z}_N j\omega\bar{k}C \quad (3.12)$$

e

$$\bar{I}_{N_i} = 3j\omega\bar{k}_i C_i \bar{V}_d \quad (3.13)$$

Segundo a referência [18] o factor  $k$  apresenta um valor típico entre 0,001 e 0,03 logo, a corrente residual de uma saída em defeito é extremamente reduzida (no pior caso cerca de 3% da contribuição para a corrente de defeito quando este ocorre noutra saída). Este valor depende do tipo de linha aérea MT utilizada, do comprimento de cada fase, da topologia do terreno, da existência de transposições de linha, entre outros factores. É preferível ter um valor experimental retirado na altura do comissionamento da SE.

Na maioria dos casos de redes com reactância limitadora a tensão de neutro em situações sem defeito é desprezável.

Esta corrente derivada de desequilíbrios pode provocar problemas na detecção de defeitos sobretudo se a sensibilidade pretendida for muito elevada.

### 3.3 Regime de neutro isolado (rede aérea ou mista)

O regime de neutro isolado é o segundo regime neutro mais utilizado a nível nacional. Consiste na ausência de ligação intencional entre o neutro do sistema e a terra (ver Figura 32).

Este tipo de regime neutro caracteriza-se por correntes de defeito reduzidas (depende da extensão e tipo da rede mas na maioria dos casos reais a corrente de defeito tem um valor de cerca de 30A) quando comparado com o sistema de reactância de neutro. Tal deve-se ao facto de apenas existirem contribuições capacitivas da rede para a corrente de defeito dada a ausência de um dispositivo de ligação à terra.

À primeira vista este tipo de regime de neutro poderia parecer ideal dada a sua limitação das correntes de defeito. Contudo, existem fenómenos transitórios, cuja análise se encontra fora do âmbito deste documento, que tornam o neutro isolado mais sujeito a reacendimentos de defeitos e a uma solicitação mais elevada dos isolamentos. Para maior informação sobre este assunto aconselha-se a leitura da referência [25].

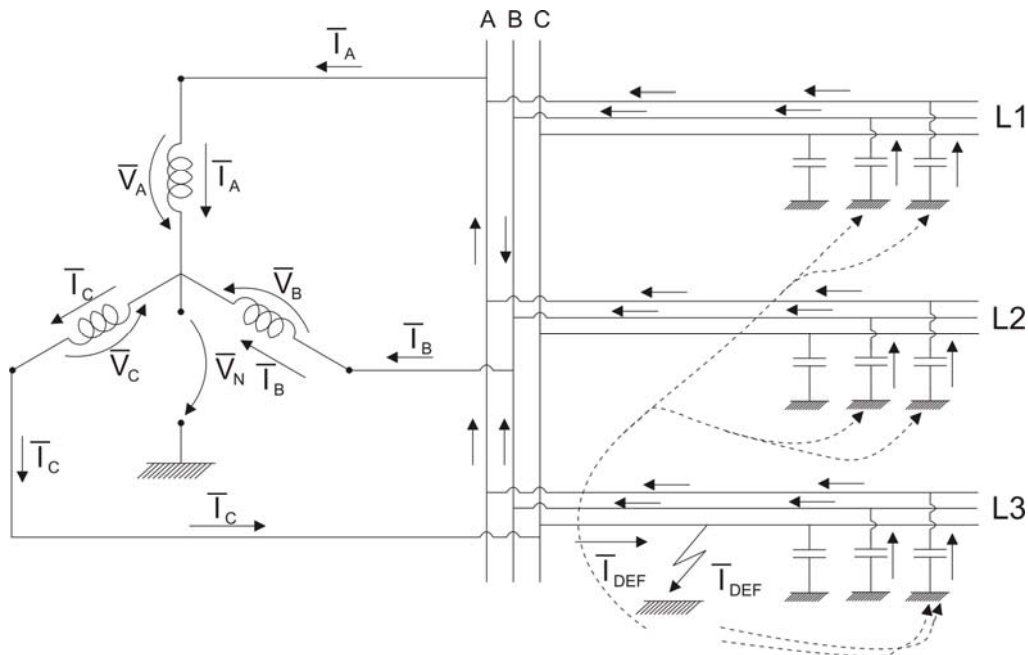


Figura 32 – Exemplificação da circulação de correntes em caso de defeito FT numa SE com o neutro isolado

No caso de um defeito em neutro isolado o esquema eléctrico equivalente encontra-se representado na Figura 33. A corrente homopolar provocada por um defeito é dada por:

$$\bar{I}_h = \frac{\bar{I}_{res}}{3} = \frac{\bar{E}_d}{3R_{def} + \bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_{th} + \frac{1}{j\omega \sum_{i=1, i \neq l}^N C_i}} \quad (3.14)$$

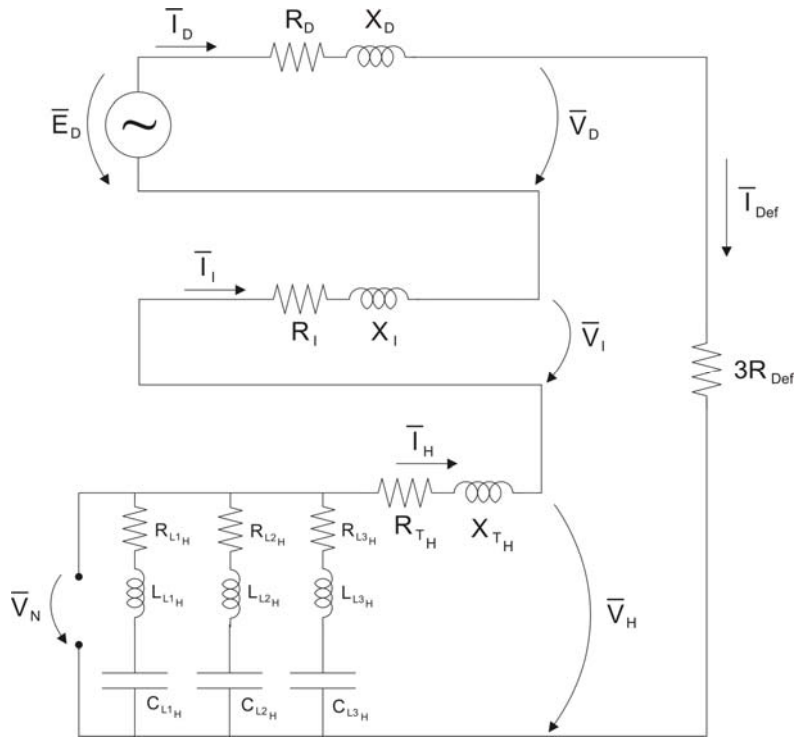


Figura 33 – Esquema equivalente, no ponto de defeito, para um defeito FT numa rede de neutro isolado

No caso da maioria das redes de neutro isolado, existentes em Portugal, o valor da impedância homopolar de origem capacitiva é muito superior às restantes impedâncias longitudinais ( $\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_{th}$ ). Estas impedâncias são normalmente desprezadas face à impedância homopolar de origem capacitiva.

A potência residual (importante para a protecção de MIHD<sup>10</sup>) é dada por:

$$\bar{S}_{res} = 9\bar{S}_h = -9\bar{V}_h\bar{I}_h^* = -9 \left( \bar{Z}_{th} + \frac{1}{j\omega \sum_{i=1, i \neq l}^N C_i} \right) I_h^2 \approx j \frac{9}{\omega \sum_{i=1, i \neq l}^N C_i} I_h^2 \quad (3.15)$$

Não existindo defeito na rede, a tensão de neutro, devido às diferenças entre as capacidades de cada fase, é dada por:

$$\frac{\bar{V}_N}{\bar{V}_d} = - \frac{3j\omega\bar{k}C}{\frac{1}{\bar{Z}_N} + 3j\omega C} \xrightarrow{\bar{Z}_N \rightarrow \infty} -\bar{k} \quad (3.16)$$

A tensão de neutro é igual ao desequilíbrio da rede. Apesar de não existir um elemento de ligação do neutro à terra existe circulação de corrente homopolar entre as diferentes saídas da SE. Estas podem ser calculadas através da equação (3.17).

<sup>10</sup> MIHD – Máxima Intensidade Homopolar Direccional

$$\bar{I}_{N_i} = \left( \frac{\sum_{j=1}^N (\bar{k}_i - \bar{k}_j) C_j}{\sum_{j=1}^N C_j} \right) \bar{V}_d \quad (3.17)$$

Tal como no caso da reactância de neutro a corrente homopolar que circula numa rede sem defeito depende apenas das constantes do sistema.

### 3.4 Regime de neutro com Resistência limitadora (rede aérea ou mista)

O neutro com resistência limitadora é muito semelhante ao neutro com reactância limitadora. As resistências são utilizadas em redes predominantemente aéreas e limitam o valor da corrente de defeito a cerca de 300A. No caso da ocorrência de um defeito a circulação de correntes é a apresentada na Figura 34.

O esquema eléctrico equivalente de um defeito numa rede com resistência de neutro é apresentado na Figura 35.

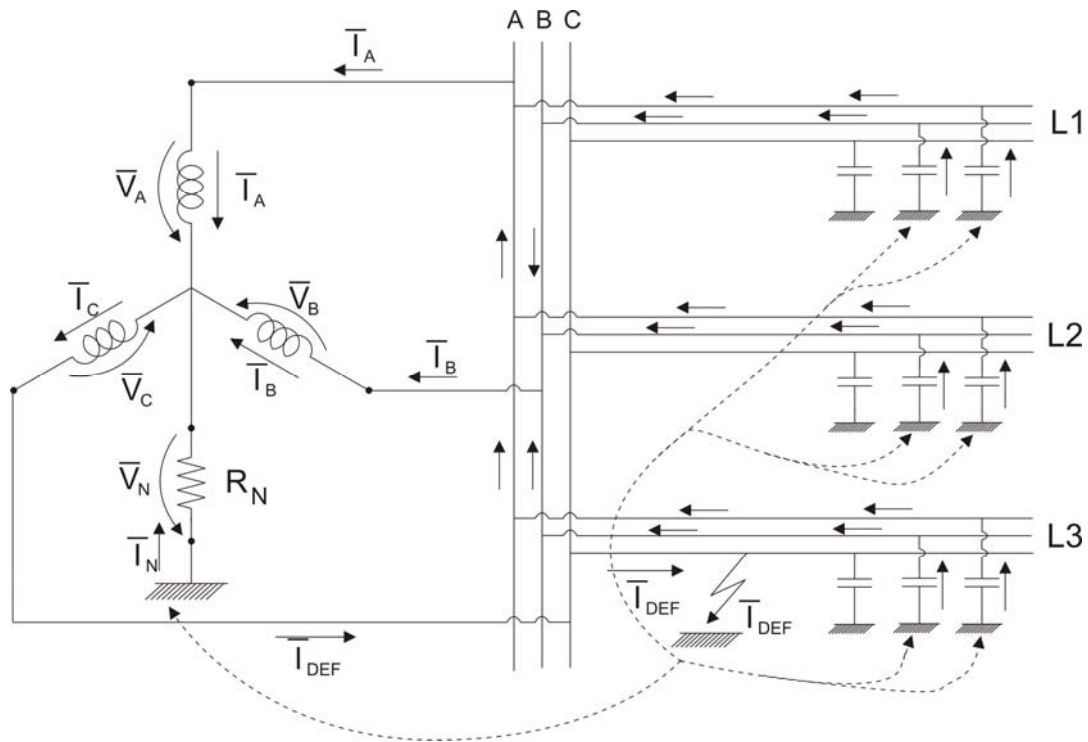


Figura 34 – Exemplificação da circulação de correntes em caso de defeito FT numa SE com resistência de neutro

A corrente de defeito é dada por:

$$\bar{I}_h = \frac{\bar{I}_{res}}{3} = \frac{\bar{E}_d}{3R_{def} + \bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_{th} + \frac{3R_N}{\left(1 + j3R_N\omega \sum_{i=1, i \neq l}^N C_i\right)}} \quad (3.18)$$



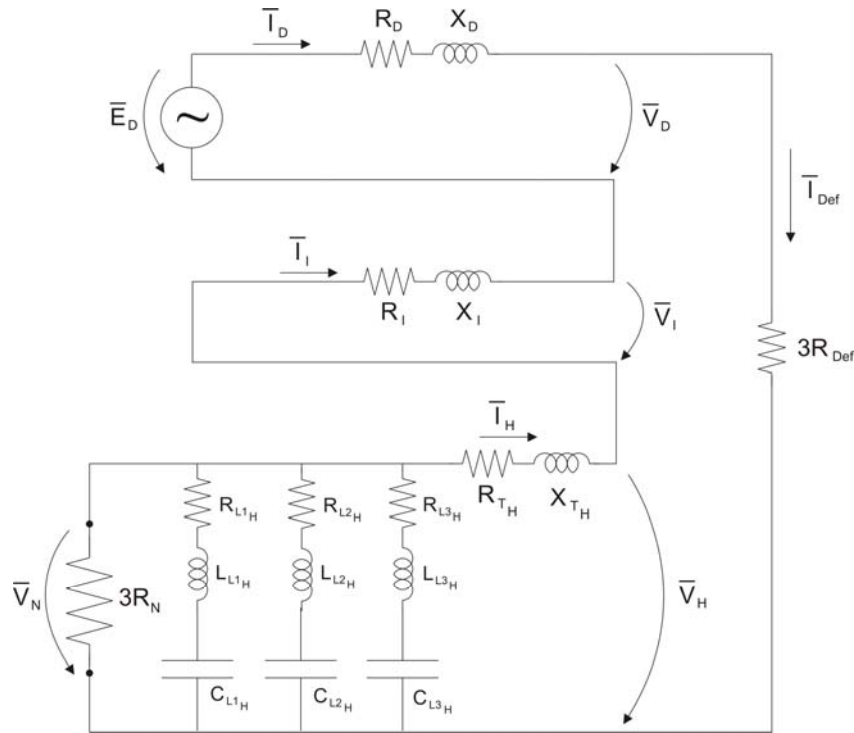


Figura 35 – Esquema equivalente, no ponto de defeito, para um defeito FT numa rede com resistência de neutro

Considerando que a resistência de neutro é muito inferior às capacidades homopolares da rede pode-se realizar a seguinte aproximação:

$$\bar{I}_h = \frac{\bar{I}_{res}}{3} \approx \frac{\bar{E}_d}{3R_{def} + \bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_{th} + 3R_N} \quad (3.19)$$

A potência residual é dada por:

$$\bar{S}_{res} = 9\bar{S}_h = -9\bar{V}_h\bar{I}_h^* = -9 \left( \bar{Z}_{th} + 3 \frac{R_N}{1 + j3R_N\omega \sum_{i=1, i \neq l}^N C_i} \right) I_h^2 \quad (3.20)$$

Realizando a aproximação efectuada para a determinação da corrente de defeito obtém-se:

$$\bar{S}_{res} = 9\bar{S}_h = -9\bar{V}_h\bar{I}_h^* \approx -9(\bar{Z}_{th} + 3R_N)I_h^2 \quad (3.21)$$

A tensão e corrente homopolares que circulam numa rede sem defeito podem ser calculadas através de (3.12) e (3.13).

### 3.5 Caso Especial do defeito “Cross-Country”

Até este ponto considerou-se que o defeito consistia apenas no contacto entre um condutor e a terra. Contudo, mesmo esse defeito pode ter consequências nas fases sãs.

Numa situação normal os vectores de tensão possuem o neutro ao potencial da terra (ver Figura 36).

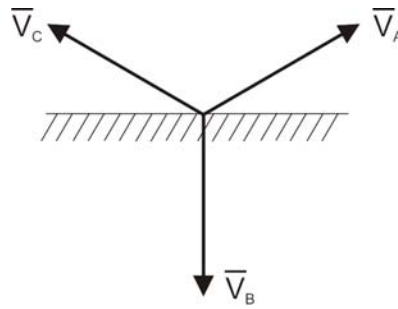


Figura 36 – Tensões fase terra num sistema trifásico sem defeito (ponto neutro possui o potencial da terra)

No caso de um contacto entre uma fase e a terra, num regime de neutro de correntes de defeito reduzidas, a tensão nas fases sãs aumenta para o valor da tensão composta (ver Figura 37). Este aumento de tensão nas fases sãs e determinados efeitos transitórios (especialmente no regime de neutro isolado – ver referência [25]) pode provocar o aparecimento de outro defeito numa fase sã. O defeito estabelece-se entre duas fases através da terra (ver Figura 38) e é usualmente designado por defeito “cross-country”.

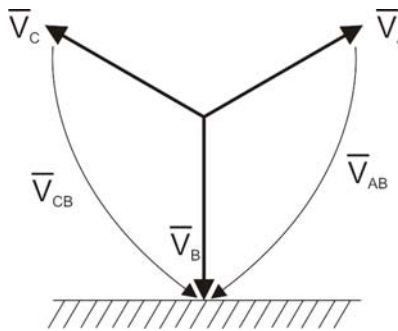


Figura 37 – Tensões fase terra num sistema trifásico com defeito (para um regime de neutro de corrente de defeito reduzidas)

Este tipo de defeito caracteriza-se por uma corrente de defeito com um valor semelhante à de um defeito entre duas fases. Na prática não existe limitação da corrente de defeito pela impedância de neutro como acontece no caso de um defeito FT simples. Logo, as tensões de passo e de toque são superiores às de um simples defeito FT.

O equivalente eléctrico de um defeito “Cross-Country” encontra-se representado na Figura 39.

Uma vez que o defeito pode abranger duas saídas MT, a sua detecção em tempo reduzido pode não ser possível em todos os casos. A circulação de correntes na rede no caso de um defeito do tipo “cross country” encontra-se representada na Figura 40.

Verifica-se que o defeito “cross country” para o Transformador é detectado como sendo um defeito Fase-Fase-Terra uma vez que a corrente de defeito circula por duas fases e pelo neutro. Contudo, nas saídas em defeito este pode ser percebido como um defeito exclusivamente FT uma vez que a corrente de defeito apenas circula numa fase. A medida de corrente residual das protecções das saídas MT afectadas não corresponde à corrente residual real e pode ser muito superior à limitação de corrente residual na rede MT (tipicamente 300 A). As protecções das saídas MT medem uma “falsa” corrente residual que pode dificultar a detecção do defeito.

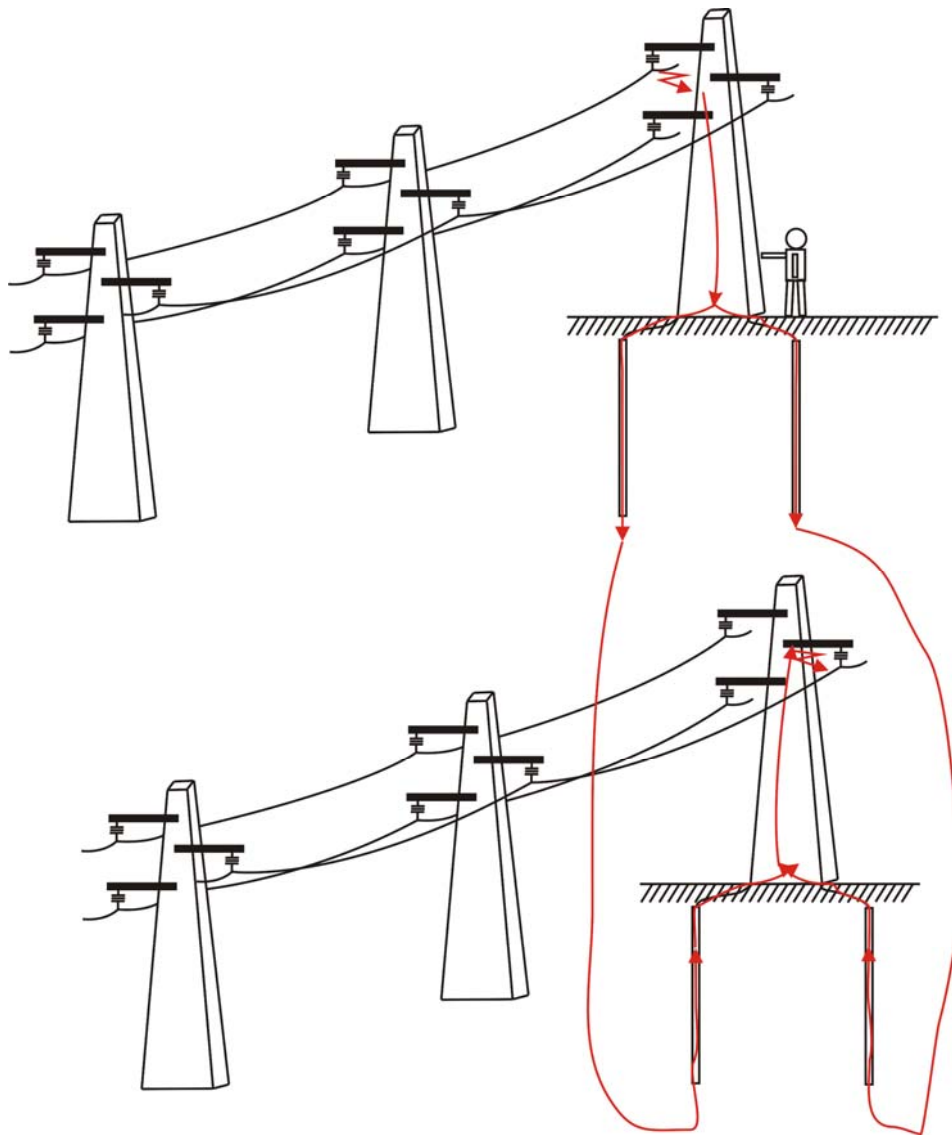


Figura 38 – Exemplo de um defeito do tipo “Cross-Country”.

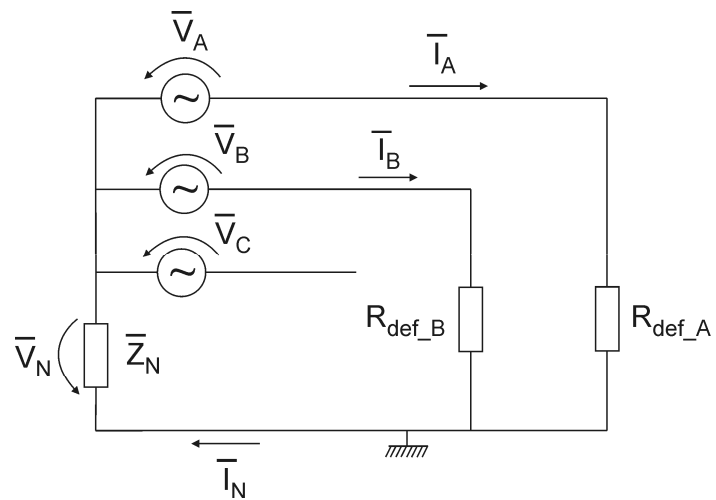


Figura 39 – Equivalente eléctrico de um defeito do tipo “Cross-Country”

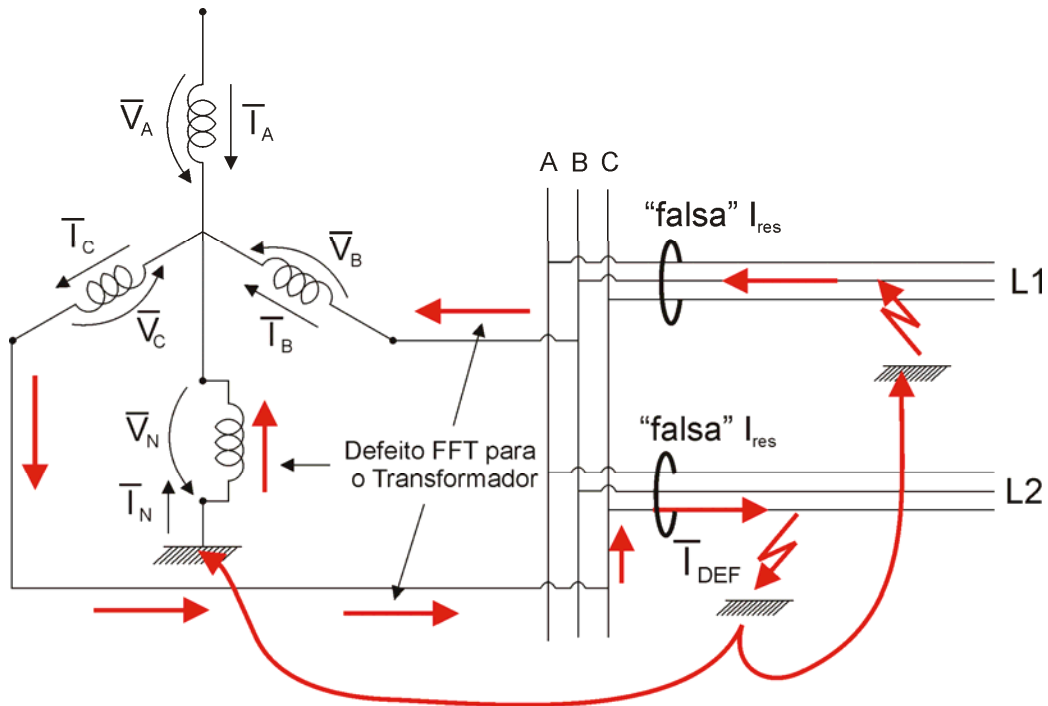


Figura 40 – Equivalente elétrico de um defeito do tipo “Cross-Country”

Na Figura 41 apresenta-se uma posição possível dos vectores para um defeito do tipo “Cross-Country” e a característica operacional típica de uma protecção de MIHD.

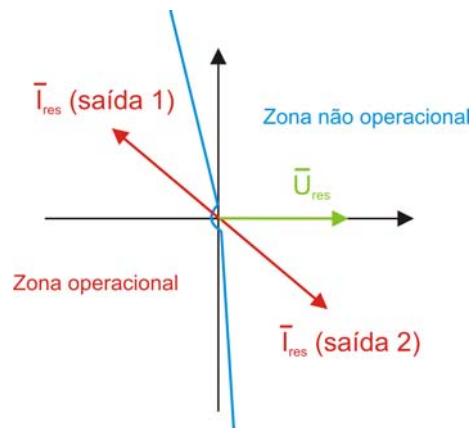


Figura 41 – Diagrama vectorial de um defeito “Cross-Country”

Observando a Figura 41 verifica-se que apenas uma das protecções localiza o defeito na sua zona operacional. Assim, uma das protecções actua abrindo o disjuntor da saída associada, transformando o defeito em FT simples apenas na restante saída em defeito. Sendo um defeito FT a protecção associada à saída MT detecta-o eliminando o defeito de forma sequencial.

A posição dos vectores da corrente residual, em cada uma das saídas, pode variar em relação à tensão homopolar. Contudo, o ângulo entre elas é sensivelmente de  $180^{\circ}$ <sup>11</sup> tal como num defeito FF normal (regime de neutro de correntes de defeito FT reduzidas). Dada a característica típica de uma

<sup>11</sup> Trata-se apenas de um valor indicativo. O valor da defasagem entre os vectores depende da impedância de neutro.

protecção de MIHD (a característica operacional tem um ângulo inferior a 180°) a posição de ambos os vectores de corrente residual poderá estar na zona não operacional da característica.

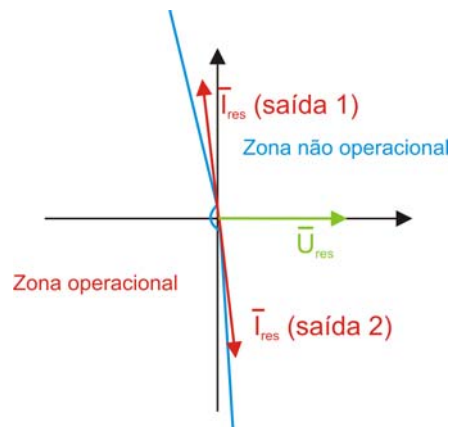


Figura 42 – Diagrama vectorial de um defeito “Cross-Country” não detectado pela MIHD

A utilização apenas da protecção de MIHD não garante a detecção de defeitos “Cross-Country”.

Por outro lado dado tratar-se de um defeito FFT especial, a corrente homopolar que circula pelo toro de medida é muito elevada. Tal pode provocar a saturação deste não garantindo a eliminação rápida do defeito. Por este motivo devem existir protecções cujo processo de medida de corrente residual seja efectuado a partir dos TIs de fase da saída.

Caso o defeito “Cross-Country” envolva apenas apoios MT da mesma saída, o defeito é detectado como sendo do tipo FFT.

## 4 Protecção contra defeitos envolvendo a terra

### 4.1 Princípio de funcionamento da Protecção de Máxima Intensidade Homopolar não Direcional

#### 4.1.1 Protecção de tempo inverso para a detecção de correntes reduzidas

A protecção de tempo inverso aproveita o facto de a corrente na saída em defeito ser sempre superior às correntes nas saídas sãs<sup>12</sup>. Dada uma característica de tempo inverso (em que o tempo operacional depende da corrente residual) o tempo operacional na saída defeituosa será inferior ao da saída sã.

$$\begin{aligned}t_{op\_sã1} &= f\left(\left|\bar{I}_{res\_sã1}\right|\right) \\t_{op\_sã2} &= f\left(\left|\bar{I}_{res\_sã2}\right|\right) \\t_{op\_def} &= f\left(\left|\bar{I}_{Zn} + \bar{I}_{res\_sã1} + \bar{I}_{res\_sã2}\right|\right)\end{aligned}$$

Considerando que  $t \propto \frac{1}{I^p}$ ,  $p \in \mathbb{Z}$  então:

$$t_{op\_def} > t_{op\_sã1} \quad e \quad t_{op\_def} > t_{op\_sã2}$$

Existem vários tipos de curvas de tempo inverso normalizados pela CEI (norma CEI 255-3) e que cumprem a seguinte equação:

$$t_{op} = \frac{\beta TM}{\left(\frac{I}{I_{op}}\right)^\alpha - 1} \quad (4.1)$$

Os tipos de curva normalizados são os expressos na Tabela 2. O factor  $TM$  é parametrizável para permitir a coordenação com eventuais protecções a montante.

|                             | $\alpha$ | $\beta$ |
|-----------------------------|----------|---------|
| <i>Normalmente Inversa</i>  | 0,14     | 0,02    |
| <i>Muito Inversa</i>        | 13,50    | 1       |
| <i>Extremamente Inversa</i> | 80,00    | 2       |

Tabela 2 – Parâmetros das curvas de tipo inverso definidas na norma CEI 255-3

Além das curvas de tipo inverso definidas pela CEI existem curvas definidas por companhias de electricidade. A EDF definiu uma curva de tipo inverso especificamente para a protecção de saídas MT contra defeitos à terra (equação (4.2)). Em Portugal optou-se por adoptar a curva da EDF para protecção contra defeitos à terra.

<sup>12</sup> Isto é verdade para a maioria dos regimes de neutro. No regime de neutro isolado esta afirmação é verdadeira no caso da SE possuir 3 saídas. No entanto a diferença entre saídas pode não ser suficiente para garantir a selectividade. Para o regime de neutro ressonante perfeito, a afirmação também pode não ser verdadeira.

$$t_{op}(s) = \begin{cases} \frac{91,83}{I_{CC}^{0,655}}, & 0,5A < I_{CC} < 5A \\ \frac{160}{I_{CC}}, & 5A < I_{CC} < 200A \end{cases} \quad (4.2)$$

A utilização de curvas de tempo inverso permite obter uma segurança na actuação da protecção para valores de corrente residual muito reduzidas (da ordem de 0,5A). Contudo, essa actuação processa-se com temporizações muito elevadas sobretudo para valores de corrente muito reduzidos.

As curvas normalizadas pela CEI só são definidas para uma gama de correntes entre 1 a 20 pu. Por outro lado a curva definida pela EDF opera de 1 a 400 pu da corrente operacional, intervalo necessário para abarcar a grande diferença entre as correntes residuais nas linhas sãs e com defeito, e para várias resistências de defeito.

#### 4.1.2 Protecção de tempo definido

A protecção de MIH de tempo definido é parametrizada tendo em conta as características da saída a proteger. Numa situação de defeito noutra saída a corrente máxima na saída (sã) é a contribuição capacitiva das capacidades homopolares das linhas aéreas e cabos que constituem a rede a jusante. Existem dados sobre majorantes das capacidades homopolares das redes aéreas e dos cabos subterrâneos.

A regulação de corrente operacional da protecção de MIH de tempo definido (MIH-td) é obtida por:

$$I_{op} = K_{seg} I_{res\_saida} \quad (4.3)$$

Em que,

$K_{seg}$  – factor de segurança (normalmente entre 1,3 e 1,4)

$I_{res\_saida}$  – corrente residual de contribuição para defeito noutra linha

O factor de segurança é justificado pela incerteza provocada pelos valores típicos utilizados para as capacidades, da incerteza no comprimento de linha aérea e cabo do sistema e imprecisões das protecções.

Na Tabela 3 e Tabela 4 encontram-se expressas as contribuições capacitivas para defeitos de linhas aéreas e cabos subterrâneos.

| Tipo de armadura | 10kV | 15kV | 30kV |
|------------------|------|------|------|
| HAL, TAL, TAN    | 2,1  | 3,3  | 6,3  |
| HAN              | 2,1  | 3,0  | 6,3  |

Tabela 3 – Valores típicos para a corrente residual capacitiva originada por linhas aéreas utilizadas pela EDP (valores em A/100km)

Na grande maioria dos casos não é prático determinar a contribuição capacitiva para a corrente de defeito homopolar através da soma de todos os cabos e tipos de linha aérea existentes numa rede. Assim, utilizam-se os valores da Tabela 5 para a parametrização da protecção de MIH de tempo definido (de notar que apenas muito raramente se utilizam cabos com secção superior a 400 mm<sup>2</sup> na rede MT).

| Secção (mm <sup>2</sup> ) | 10kV | 15kV | 30kV |
|---------------------------|------|------|------|
| 35                        | 1,31 | 1,55 | 2,12 |
| 120                       | 1,96 | 2,37 | 3,10 |
| 150                       | 2,12 | 2,53 | 3,26 |
| 240                       | 2,61 | 3,10 | 3,92 |
| 400                       | 3,16 | 3,67 | 4,57 |
| 630                       | 3,92 | 4,57 | 5,55 |

Tabela 4 – Valores típicos para a corrente residual capacitiva originada por cabos subterrâneos utilizados pela EDP (valores em A/km)

|                  | 10kV         | 15kV         | 30kV         |
|------------------|--------------|--------------|--------------|
| Linha aérea      | 2,70 A/100km | 4,20 A/100km | 8,40 A/100km |
| Cabo subterrâneo | 3,00 A/km    | 4,50 A/km    | 6,00 A/km    |

Tabela 5 – Valores típicos para a corrente residual capacitiva originada por linhas aéreas e cabos subterrâneos

Além das contribuições capacitivas de cabos e linhas aéreas existem ainda as contribuições dos Postos de Transformação (PT) da rede. A capacidade destes é reduzida e é usual utilizar-se a aproximação de cada 5 PT corresponderem a 1 km de linha aérea a 15kV.

A protecção de MIH-td tem a vantagem de ser bastante simples de parametrizar se for conhecida a extensão da rede MT. Os valores típicos para regulação desta protecção situam-se entre 5A a 100 A.

Contudo, variações na rede MT alimentada (devido a alimentações em recurso de outras linhas MT isoladas, sobretudo em caso da ocorrência de vários defeitos nas restantes saídas ou até em outras SEs) podem levar a disparos intempestivos mesmo com os factores de segurança considerados. Esta situação é rara mas não desprezável.

Dado que a corrente operacional da protecção de MIH-td pode ser elevada esta função de protecção não é adequada para garantir a detecção de defeitos resistivos (com corrente de defeito reduzidas).

## 4.2 Utilização de curvas de Tempo inverso

### 4.2.1 Neutro com reactância limitadora

A curva de tempo inverso que actualmente possui maior implementação em Portugal é do tipo EPATR, definida pela EDF (ver equação (4.2)). Contudo, esta não garante a protecção de pessoas no caso português como se pode constatar na Figura 43. O tempo de disparo da curva EPATR é sempre bastante superior ao necessário para garantir um risco de fatalidade de 0,5% em caso de contacto indirecto.

Assumindo que a diferença de potencial de toque num apoio MT é apenas de 10% do valor actual então a curva EPATR serviria para garantir a segurança como se pode constatar na Figura 44 (ver equação (2.12)). Por outro lado só seria necessário detectar defeitos a partir de cerca de 57A. Tal pode explicar o facto de outros países europeus (ex.: Áustria) só considerarem importante a detecção



de defeitos superiores a  $40A^{13}$ . Mesmo neste caso continua a ser importante a detecção de defeitos com correntes superiores a 7,1 A, devido à ocorrência de condutores partidos. No entanto os tempos de eliminação de defeito poderão ser mais elevados.

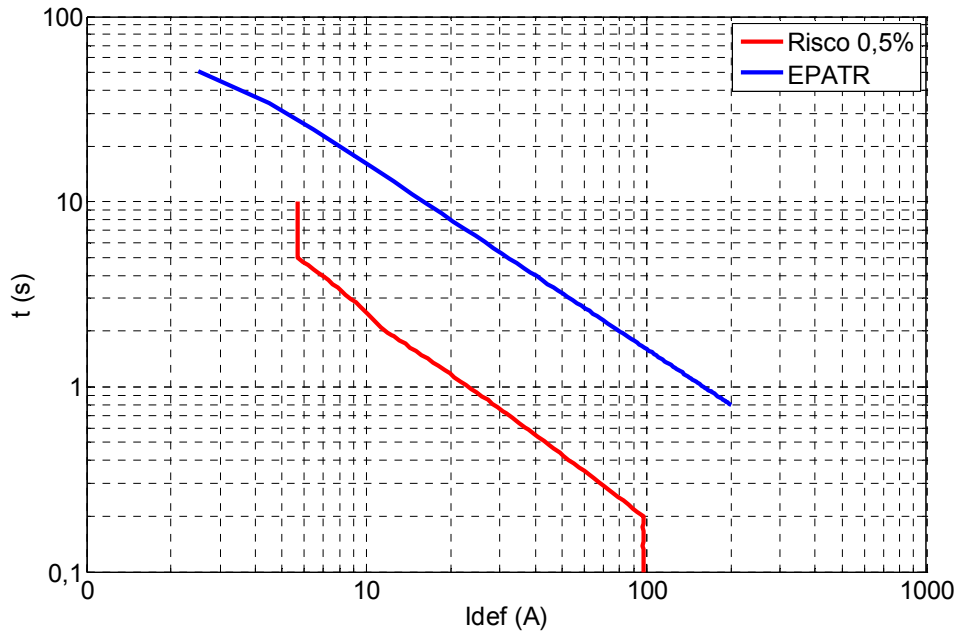


Figura 43 – Comparação entre o tempo de actuação da curva EPATR e o tempo de eliminação de defeito necessário para garantir um risco de 0,5% (Figura 18)

Uma vez que foi determinado que a curva EPATR não se adequa à protecção de pessoas, no caso português é necessário determinar uma curva que seja adequada.

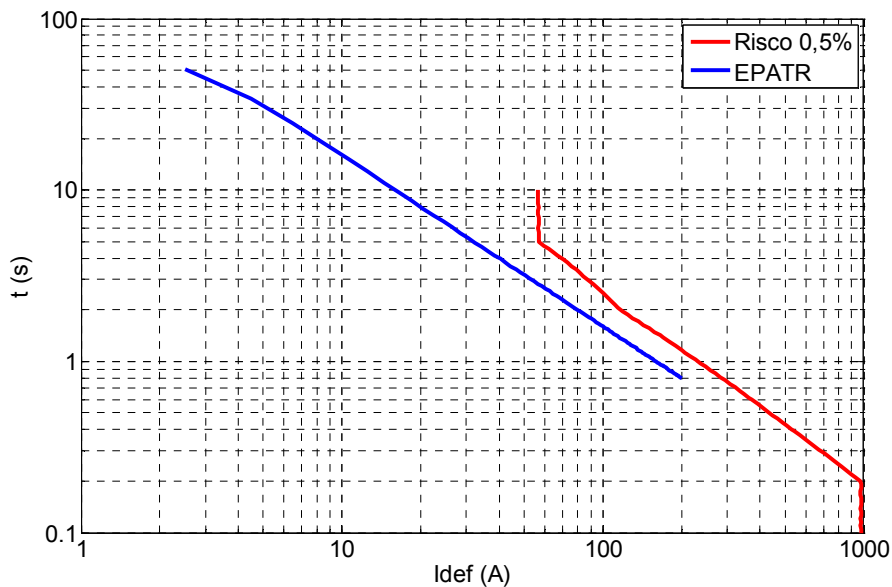


Figura 44 – Comparação entre o tempo de actuação da curva EPATR e o tempo de eliminação de defeito necessário para garantir um risco de 0,5% considerando uma abordagem alternativa da ligação de terra dos apoios MT

<sup>13</sup> Em muitos países europeus existe a prática de se colocar uma malha regularizadora de tensão até cerca de 1m do apoio MT. Esta tem como efeito a redução da tensão de toque.

Não há nenhuma curva normalizada (ver 4.1.1) que seja possível ajustar para se obter o comportamento exacto da equação (2.14). A curva mais aproximada é a de “tempo muito inverso” (ver equação (4.1) e Tabela 2). Por ajuste determinaram-se os seguintes parâmetros para a função de “tempo muito inverso”:

- $I_{op} = 2,5A$
- $TM = 0,5$

A comparação entre a curva CEI com os parâmetros apresentados e a curva de risco 0,5% pode ser observada na Figura 45.

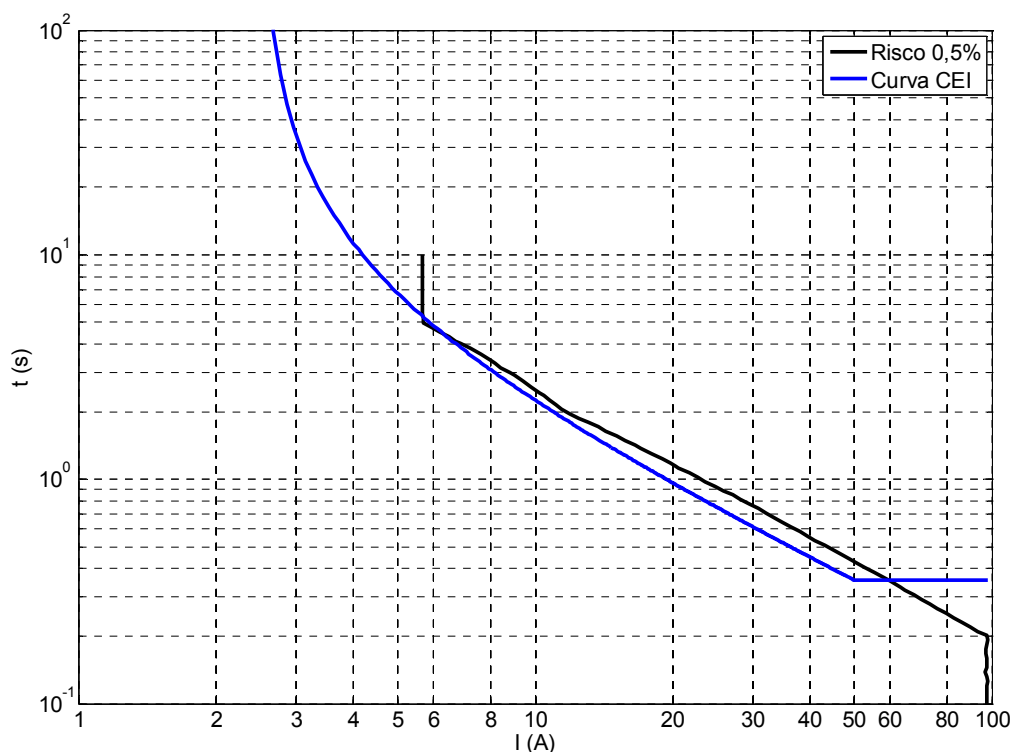


Figura 45 – Comparação entre o tempo de actuação da curva CEI (inclui o tempo de abertura do disjuntor) e o tempo de eliminação de defeito necessário para garantir um risco de 0,5%

Além da curva CEI permitir tempos de isolamento de defeito semelhantes aos da curva de risco de 0,5% também deve garantir a selectividade com saídas adjacentes. Para averiguar esta condição consideram-se os erros de cada protecção e o tempo de abertura do disjuntor da seguinte forma:

- Saída defeituosa:
  - $T_{erro} = 5\%$
  - $I_{erro} = 3\%$
  - $T_{disj} = 0,1s$
- Saída sã:
  - $T_{erro} = 5\%$
  - $I_{erro} = 3\%$
  - $T_{rearme} = 0,04s$

Além dos erros considerou-se que a contribuição capacitiva de uma saída sã não é superior a 1/3 da corrente de limitação da reactância de neutro. Os resultados são apresentados na Figura 46.

Observando a Figura 46 verifica-se que a curva CEI muito inversa é selectiva até cerca de 40A. Na região de 40A a 97A a curva apresentada não é selectiva. Deve existir outra função de protecção que

garanta o disparo da saída, de forma selectiva, para um valor a partir de 40A para garantir que a curva de risco 0,5% é cumprida.

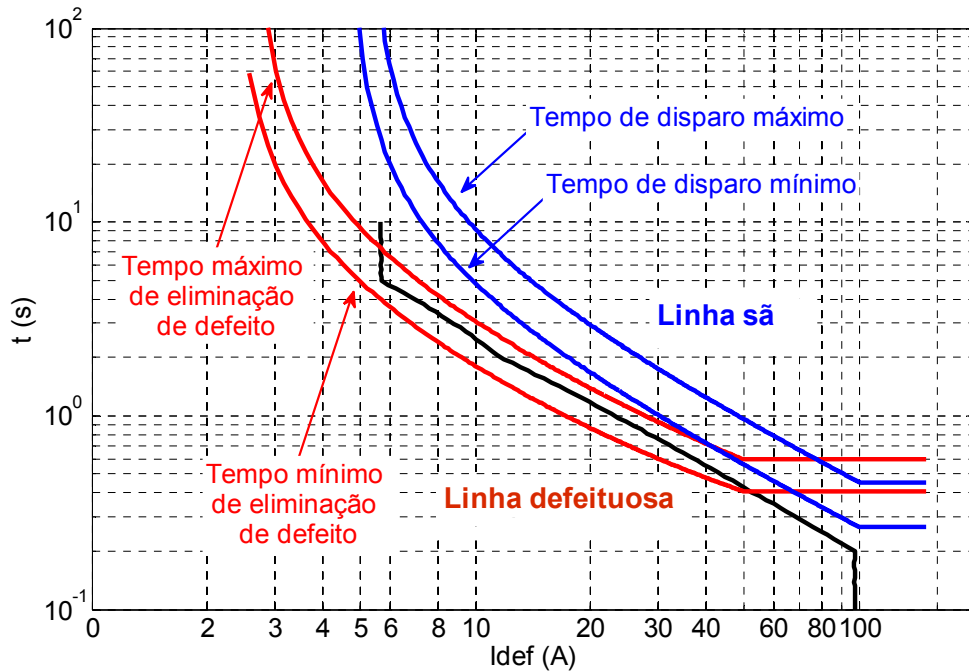


Figura 46 – Erros das curvas CEI tempo muito inverso na saída defeituosa e na saída sã para o regime de neutro com reactância limitadora

#### 4.2.2 Neutro com resistência limitadora

Adoptando um procedimento semelhante ao do ponto 4.2.1 para a resistência limitadora obtém-se o gráfico da Figura 47.

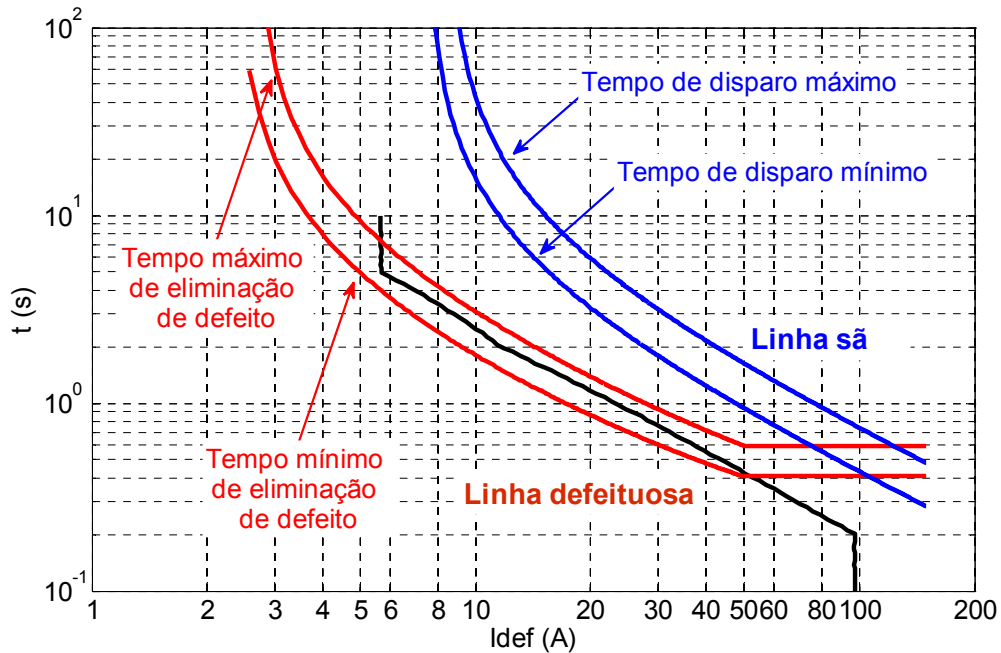


Figura 47 – Erros das curvas CEI tempo muito inverso na saída defeituosa e na saída sã para o regime de neutro com resistência limitadora

Observando a Figura 47 verifica-se que a curva de tempo inverso é selectiva entre saídas adjacentes para uma corrente de defeito até 70A. A partir de 70A a curva deixa de ser selectiva.

### 4.2.3 Neutro Isolado

No regime de neutro isolado a corrente de defeito provém das capacidades homopolares das saídas sãs (ver 3.3). As curvas de tempo inverso podem não ser selectivas em determinadas situações de exploração da rede MT.

Se a corrente de defeito for muito próxima da maior das contribuições capacitivas de uma das saídas sãs, a selectividade entre saídas poderá não poder ser alcançada:

$$I_{def} \approx I_{cap_{s\tilde{a}_i}} \quad (4.4)$$

Em que:

$I_{def}$  - Corrente de defeito

$I_{cap_{s\tilde{a}_i}}$  - Contribuição capacitiva para o defeito na linha sã  $i$

Neste caso a corrente na saída defeituosa e numa saída sã é semelhante e a diferença de tempos da curva de tempo inverso não é suficiente para permitir a selectividade.

Esta situação pode não ocorrer em situação normal de exploração mas se existir uma sequência de defeitos que leve à abertura de algumas saídas MT a SE pode entrar nesta situação.

## 4.3 Detecção de defeitos “Cross-Country”

A protecção de Máxima Intensidade Homopolar não Direcional (MIH) é utilizada para a rápida eliminação de defeitos do tipo “Cross-Country” (ver ponto 3.5) que se estabeleçam entre saídas MT diferentes.

Neste tipo de defeitos a corrente de defeito não é limitada pelo regime de neutro pelo que a sua amplitude pode ser semelhante à de um defeito FFT. Ou seja, se a corrente de defeito for superior à limitação da impedância de neutro está-se em presença de um defeito “Cross-Country”. É possível que nestas circunstâncias ocorra a saturação do TI toroidal da saída o que pode provocar o comportamento imprevisível da MIHD<sup>14</sup>. Para evitar este comportamento utiliza-se a função de protecção MIH com medida de corrente através dos TI de fase. O erro dos TI de fase é elevado na medida de correntes residuais quando o valor desta é muito reduzido. Existe uma relação entre a medida da corrente residual e a corrente de sequência directa. Dado que a corrente de sequência directa não aumenta (num regime de neutro com correntes de defeito reduzidas) esse factor de erro mantém-se constante. Se a corrente de defeito for elevada, esta componente de erro é extremamente reduzida.

A utilização da MIH tem ainda a vantagem de evitar o disparo sequencial da protecção de MIHD actuando em simultâneo nas duas saídas.

<sup>14</sup> O efeito da saturação do TI provoca o aparecimento, no secundário, de correntes com uma forma de onda distorcida pelo que a determinação do ângulo da corrente poderá conduzir a que o vector de corrente se encontre na zona não operacional da característica da MIHD.

Numa SE com uma reactância de neutro de 300A considera-se que a contribuição capacitiva máxima é de 100A:

$$I_{op} = k_{seg} I_{cap\_max} = 1,2 * 100 = 120A$$

Em que,

$k_{seg}$  - Factor de segurança para garantir que a corrente é superior ao máximo da limitação de corrente pela reactância limitadora

$I_{cap\_max}$  - Contribuição capacitiva máxima de uma saída são

Se a SE estiver em neutro isolado também poderá ser utilizado o valor anterior. No caso de o regime de neutro contemplar uma reactância de 1000A, a corrente operacional será 3 vezes superior à apresentada. A temporização desta protecção deverá desejavelmente ser de 0,1s para garantir que os defeitos são eliminados em menos de 0,2s:

$$t_{op\_desejavel} = 0,1s$$

Apesar da temporização desejável ser a apresentada, deve considerar-se que poderão existir necessidades de coordenação temporal desta protecção com protecções a jusante na rede. Estes casos deverão ser alvo de uma análise específica.

#### 4.4 Detecção de condutores partidos

A detecção de condutores partidos depende das alterações às correntes na linha, motivadas pela ruptura do condutor. Esta causa alterações na componente directa, inversa e homopolar (apenas se o condutor estiver caído sobre solo pouco resistivo) da corrente. As estratégias actuais de detecção de condutores partidos baseiam-se nesse facto.

Existem 3 estratégias que podem ser adaptadas à detecção de condutores partidos nas redes de MT.

##### **Estratégia 1 – Detecção por correntes residuais:**

A protecção por corrente residual pode ser utilizada para determinar a corrente que circula pela terra através do condutor partido:

$$I_{res} > I_{op} \quad (4.5)$$

Este método de detecção é aplicado a situações em que o condutor se encontra caído no solo (Situação 1 e 3 do ponto 2.5) uma vez que existe circulação de corrente para a terra. A detecção por correntes homopolares não é eficaz se o condutor estiver interrompido ou caído numa superfície de resistividade elevada (Situação 2 do ponto 2.5), em que não existe circulação de corrente pela terra.

Analisando a equação (2.24) verifica-se que para a detecção da situação de condutor partido ser eficaz, é necessário que a corrente operacional seja cerca de 1/3 da corrente de carga pré-defeito. Dado que a carga de uma linha pode ter um valor baixo, esta função de protecção deve ser regulada para o mínimo valor possível. Contudo, este valor não poderá ser inferior à corrente homopolar provocada pelos desequilíbrios capacitivos na rede (ver equação (3.10)) na pior situação de recurso.

No caso da corrente operacional ser de 2,5A a detecção de condutores caídos do lado da carga (Situação 3) só ocorre para linhas com corrente directa pré-defeito de 7,5A (que corresponde a uma carga de 200 kVA para 15kV).

### Estratégia 2 – Detecção por corrente de Sequência Inversa

A interrupção, ou queda, de um condutor provoca o aparecimento de correntes de sequência inversa em todas as situações de condutor partido (ver as equações (2.16), (2.20) e (2.23)). Logo, uma protecção de Máxima Corrente Inversa é capaz de detectar condutores partidos.

$$I_i > I_{op} \quad (4.6)$$

A parametrização desta função de protecção pode ser algo complexa uma vez que a existência de correntes de sequência inversa ocorre naturalmente na rede, motivada por:

- Desequilíbrios de carga;
- Desequilíbrios na tensão de alimentação;
- Desequilíbrios indutivos e capacitivos da rede;
- Erros de medida dos TIs;

A parametrização desta protecção deve, além de detectar condutores partidos, garantir que as indicações intempestivas são minimizadas. Um número elevado de situações intempestivas tem duas consequências indesejadas: aumento de custos devido à necessidade de procurar um condutor partido inexistente; possibilidade de ter situações de condutores partidos não detectados devido à perda de confiança na detecção.

Nas figuras seguintes (Figura 48 e Figura 49) apresentam-se a evolução da corrente directa e inversa numa saída de SE de acordo com medidas retiradas em vários períodos.

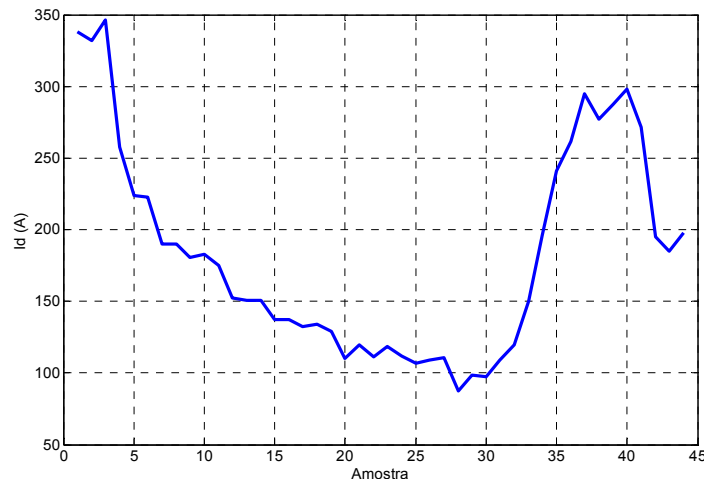


Figura 48 – Corrente de sequência directa numa saída de SE (resultante de monitorização)

Verifica-se que não existe correlação apreciável entre a corrente de sequência directa e a corrente de sequência inversa da corrente. A corrente inversa tem variações mensuráveis de amplitude mas para as quais não é possível determinar uma variável correlacionada (ver Figura 49).

Tendo em conta os factores de erro e a observação realizada a corrente operacional deverá ser muito superior à corrente de sequência inversa máxima observada e uma percentagem da corrente

de carga máxima. Na situação da saída MT observada, a corrente operacional deveria ser cerca de 30 A (cerca de 5 vezes superior à máxima corrente de sequência inversa observada e cerca de 10% da corrente máxima de carga, 400A<sup>15</sup>).

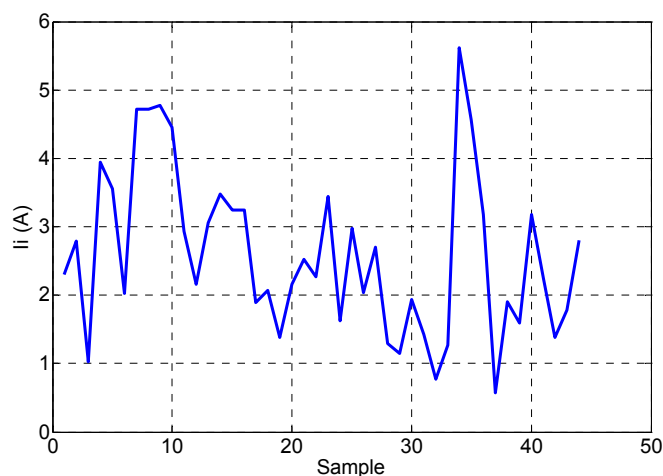


Figura 49 – Corrente de sequência inversa numa saída de SE (resultante de monitorização)

Isto significa que esta protecção é capaz de detectar condutores partidos em linhas que alimentam cerca de 400 kVA a 15kV (ver equação (2.20)).

Uma vez que a corrente operacional tem de ser parametrizada considerando a pior corrente de defeito possível, o seu valor é muito elevado, o que impede a detecção de condutores partidos numa percentagem elevada da rede em situação de vazio.

### Estratégia 3 – Detecção por relação entre corrente de Sequência Inversa e Directa

Dadas as limitações da detecção por limiar de corrente de sequência inversa, determinados fabricantes de protecções optaram por introduzir algumas melhorias. Em vez de ser utilizada a corrente inversa em valor absoluto, relaciona-se esta com a corrente de sequência directa, obtendo-se uma protecção cujo alcance é independente da corrente de carga. A função de protecção é descrita pela equação (4.7).

$$\frac{I_i}{I_d} > I_{op} \quad (4.7)$$

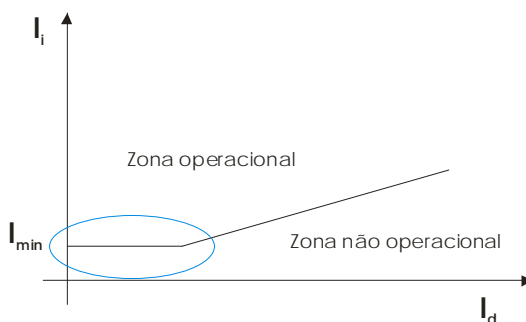


Figura 50 – Característica operacional de uma protecção de relação de corrente inversa sobre directa ( $I_i/I_d$ )

<sup>15</sup> O valor máximo de 400 A apenas é aplicado a esta saída em particular. Contudo, refere-se que na maioria dos casos as saídas MT em Portugal possuem como valor máximo o valor de 400A.

Esta função de protecção pode apresentar actuações intempestivas em situações de vazio uma vez que a corrente directa pode assumir um valor baixo. Por este motivo a função de detecção de condutor partido é bloqueada pelo valor da corrente inversa. Assim, garante-se que só existe actuação em situações de carga mensurável. A característica operacional modificada desta função de protecção, encontra-se representada na Figura 50.

A parametrização desta função pode ser problemática devido à dificuldade em estimar os factores de erro que a podem afectar. Um fabricante de protecções recomenda que se utilize um valor igual ao dobro da relação entre corrente inversa e directa observada na altura do comissionamento:

$$\left( I_{op} \geq 2 \left( \frac{I_i}{I_d} \right)_{observada} \right).$$

Na Figura 51 apresenta-se a relação entre corrente inversa e directa observada na mesma SE durante o período de observação. Verifica-se que esta relação oscila entre 0,5% e 3% o que inviabiliza a recomendação desse fabricante. Contudo, deve-se notar que a regulação mínima para estas protecções é cerca de 20% pelo que o risco de ocorrência de disparos intempestivos é reduzido (tendo em conta os valores observados).

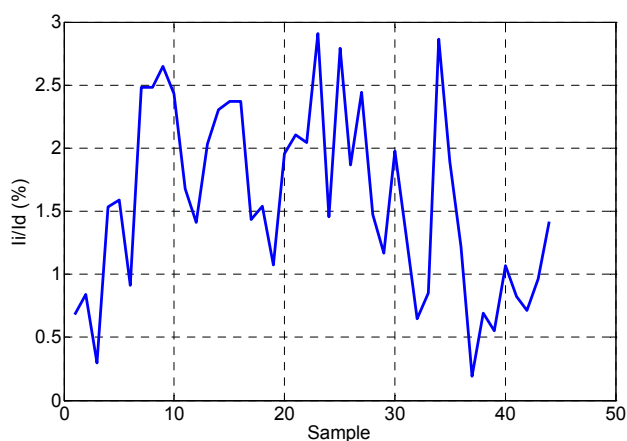


Figura 51 – Relação entre a corrente de sequência inversa e directa numa saída de SE (resultante de monitorização)

Esta função de protecção é eficaz para a detecção de todas as situações de condutor partido desde que exista corrente em quantidade mensurável.

As 3 situações de condutor partido podem ser detectadas através de:

- Situação 1: detectada pela estratégia 1, 2 e 3;
- Situação 2: detectada pela estratégia 2 e 3;
- Situação 3: detectada pela estratégia 1, 2 e 3;

A situação 1 corresponde a uma situação de correntes de defeito elevadas e que são detectadas pelas protecções de MIH da saída MT. Logo, esta situação não é problemática.

As situações mais preocupantes a nível de detecção são a 2 e 3 uma vez que as correntes nas fases podem ser muito reduzidas (se a carga for reduzida).

Para avaliar a eficácia de cada estratégia de detecção para a situação 3 aplicaram-se as estratégias de detecção para uma rede de MT rural portuguesa. Assumiu-se que todos os PTs presentes na rede



possuem uma carga igual a 80% da carga nominal. Os exemplos seguintes pretendem ser apenas indicativos do comportamento de cada estratégia.

A área em que os condutores partidos são detectados para a estratégia de detecção 1 ( $I_{op} = 2,5 A$ ) encontra-se representada a azul na Figura 52.

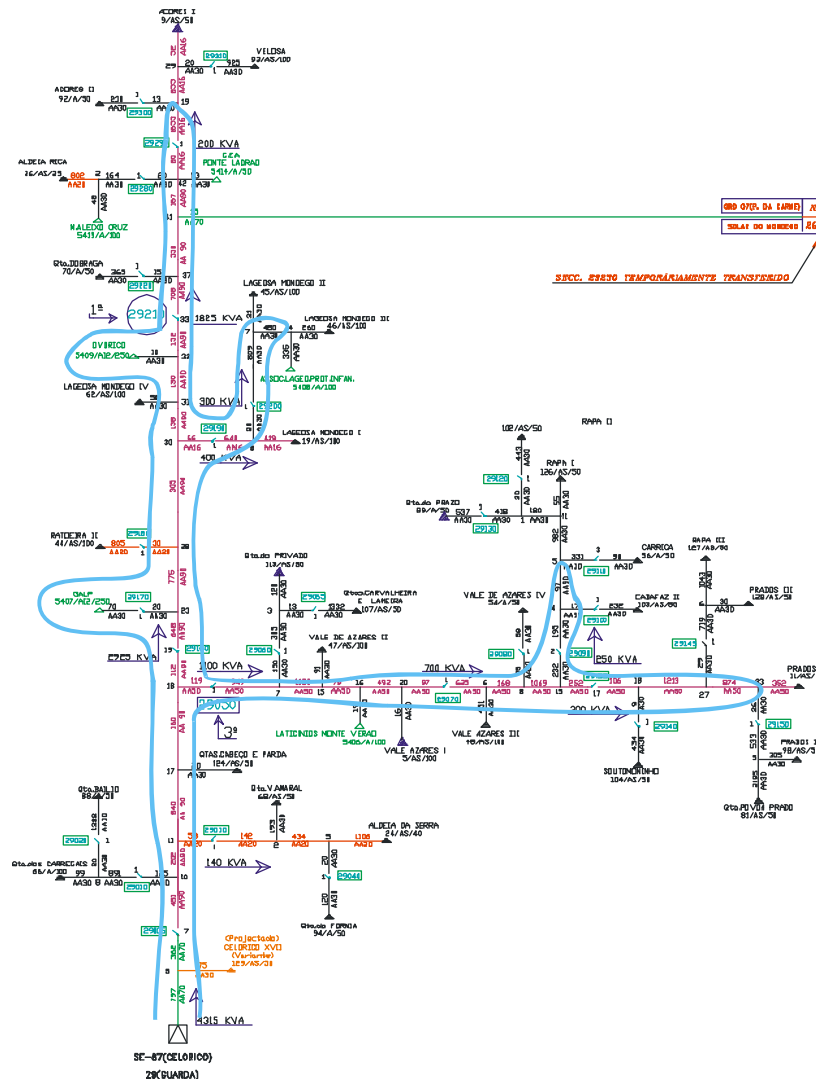


Figura 52 – Apresentação da zona onde é possível detectar condutores partidos pela protecção de Corrente Residual (carga de cada PT = 80% da nominal)

No caso da estratégia 2 uma protecção com corrente operacional inversa de 30A permite detectar condutores partidos ou interrompidos na área a azul da Figura 53. Verifica-se que é apenas possível a detecção nos ramais principais (onde a corrente em trânsito é mais elevada).

Se a corrente de carga da rede for inferior ao considerado, é muito provável que não seja possível detectar condutores partidos na rede.

Aplicando a estratégia 3 nas mesmas condições dos casos anteriores verifica-se que esta também só é eficaz para a detecção de condutores partidos nos ramais onde circula mais corrente (ver Figura 54). Contudo, existe um benefício em utilizar esta estratégia face à detecção de corrente inversa, uma vez que a zona de detecção permanece sensivelmente a mesma em condições de ponta ou de vazio.

Da análise anterior é possível concluir que:

- A estratégia 1 é a mais adequada para a detecção da situação 1 e 3 de condutor partido;
- A estratégia 3 é a mais indicada para a detecção da situação 2 de condutor partido;

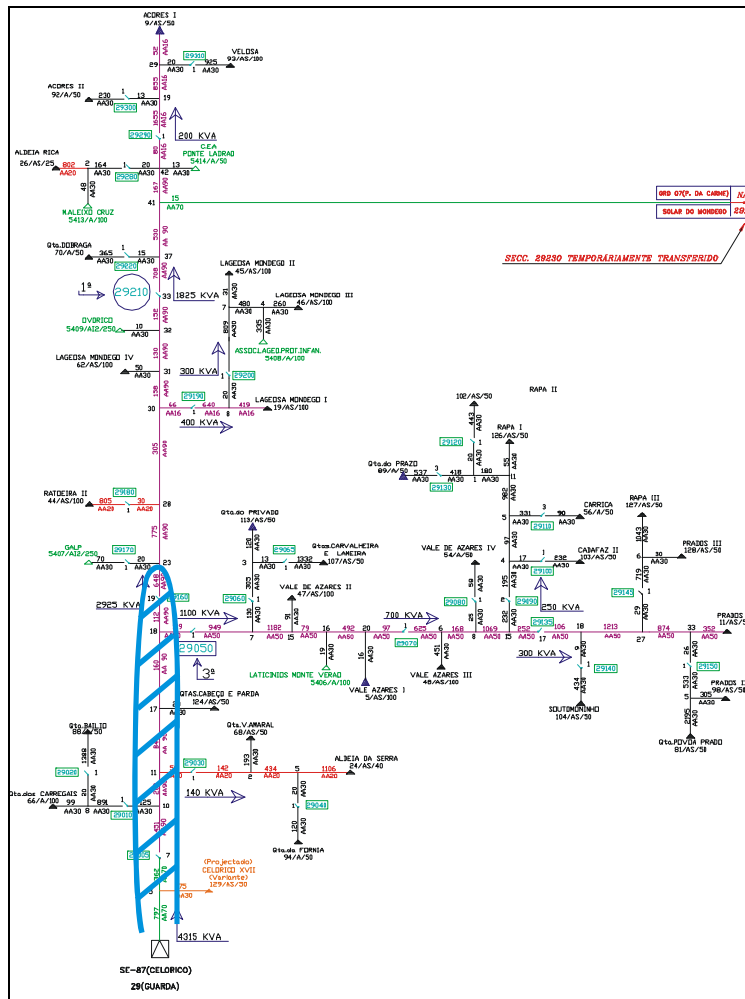


Figura 53 – Apresentação da zona onde é possível detectar condutores partidos pela protecção de Corrente Inversa (carga de cada PT = 80% da nominal)

Apesar da estratégia 3 ser a mais indicada para a detecção da situação 2 (condutor interrompido ou caído sobre solo de resistividade muito elevada) deve-se notar que esta apenas permite a detecção nos ramais principais da rede de MT. A percentagem de comprimento destes face às derivações (com menos carga) pode ser de cerca de 10% em redes rurais extensas. Logo, a adopção desta função de protecção não permite garantir a detecção da situação 2, se não apenas numa percentagem muito reduzida da rede. A situação de condutor interrompido (situação 2) também é menos perigosa que as restantes uma vez que não há circulação de corrente para a terra formando tensões de passo e contacto potencialmente perigosas. O perigo ocorre no caso de contacto accidental por alguma pessoa incauta que julgue que o condutor se encontra sem tensão. Existe também o perigo de incêndios caso hajam arcos eléctricos intermitentes.

Uma vez que as estratégias de detecção de condutores interrompidos (situação 2) não permitem uma detecção na grande maioria da rede (para uma rede típica com um número elevado de derivações) é questionável se é justificável possuir uma protecção para este tipo de ocorrências.

Considerando que esta protecção pode também dar azo a disparos intempestivos é a opinião do autor que a sua instalação não acrescenta o valor suficiente para ser instalada propositadamente. Contudo, se o dispositivo de protecção já possuir a função, inerentemente esta poderá ser utilizada.

Conclui-se que a detecção de condutores partidos deve ser baseada nas funções de protecção de MIH (estratégia 1).

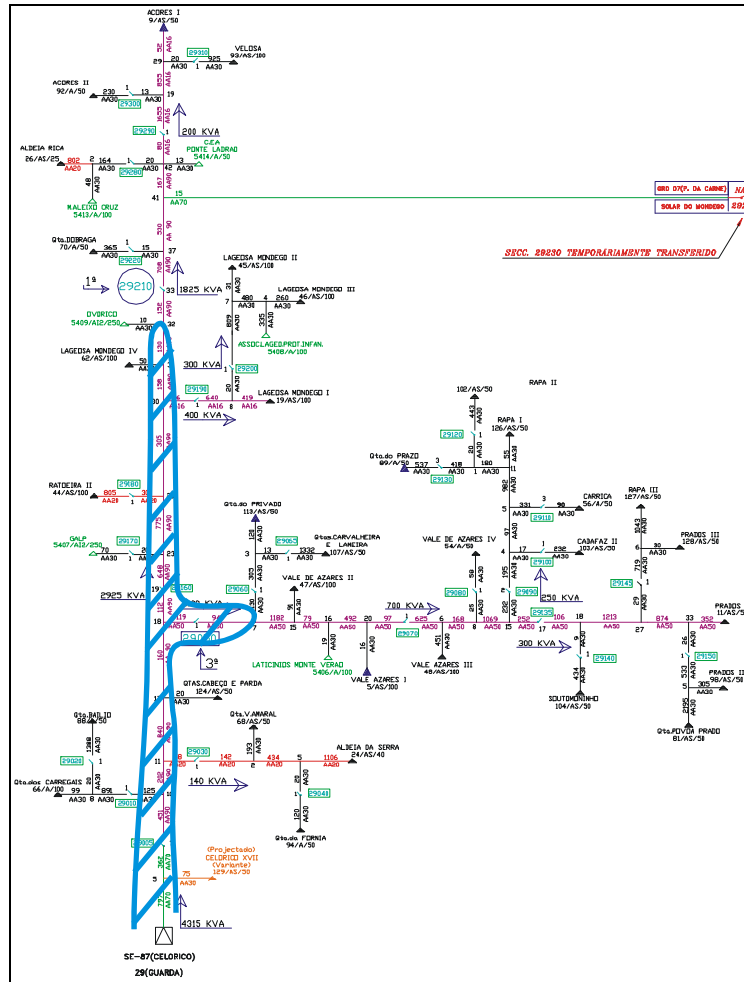


Figura 54 – Apresentação da zona onde é possível detectar condutores partidos pela protecção de relação entre Corrente Inversa e Corrente Directa (carga de cada PT = 80% da nominal)

No caso de se utilizar a protecção  $I_r/I_d$  esta deve ser temporizada para um tempo elevado e originar apenas alarmes para reduzir as consequências de actuações intempestivas.

À data da elaboração deste documento encontram-se em fase inicial de comercialização novas tecnologias para a detecção de condutores partidos. Tratam-se de novas tecnologias desenvolvidas para redes de distribuição de construção americana e cuja estratégia de detecção se baseia na detecção de arcos eléctricos (ver as referências [13] e [14]).

## 4.5 Conclusões

Do presente capítulo é possível concluir que:

- A utilização de curvas de tempo inverso permite garantir a segurança de pessoas;
- As curvas de tempo inverso podem não ser selectivas para correntes de defeito superiores a 40A;
- A protecção de MIH-td não possui sensibilidade suficiente para, de uma forma selectiva, eliminar defeitos mais resistivos.

Considerando estas conclusões verifica-se que é necessária a existência de uma função de protecção complementar para que o sistema de protecções seja selectivo em todas as gamas de corrente.

## 5 Análise probabilística da Protecção de Máxima Intensidade Homopolar Direccional (MIHD)

### 5.1 Introdução

No capítulo anterior verificou-se ser necessária a existência de uma outra função de protecção para garantir a selectividade do sistema. Neste capítulo apresentar-se-á a função de protecção de Máxima Intensidade Homopolar Direccional (MIHD) e a verificação se esta pode ser aplicada a um esquema de protecção selectivo.

### 5.2 Funcionamento da MIHD

A protecção de MIHD detecta a direcção da corrente homopolar para identificar a saída defeituosa. Desta forma é possível seleccionar a saída defeituosa de forma rápida e selectiva. Dado que a detecção da saída defeituosa se baseia na direcionalidade da corrente, a protecção direccional é capaz de atingir maiores sensibilidades que a protecção de MIH. Tem também a vantagem de ser potencialmente insensível a variações da rede MT a jusante da saída MT.

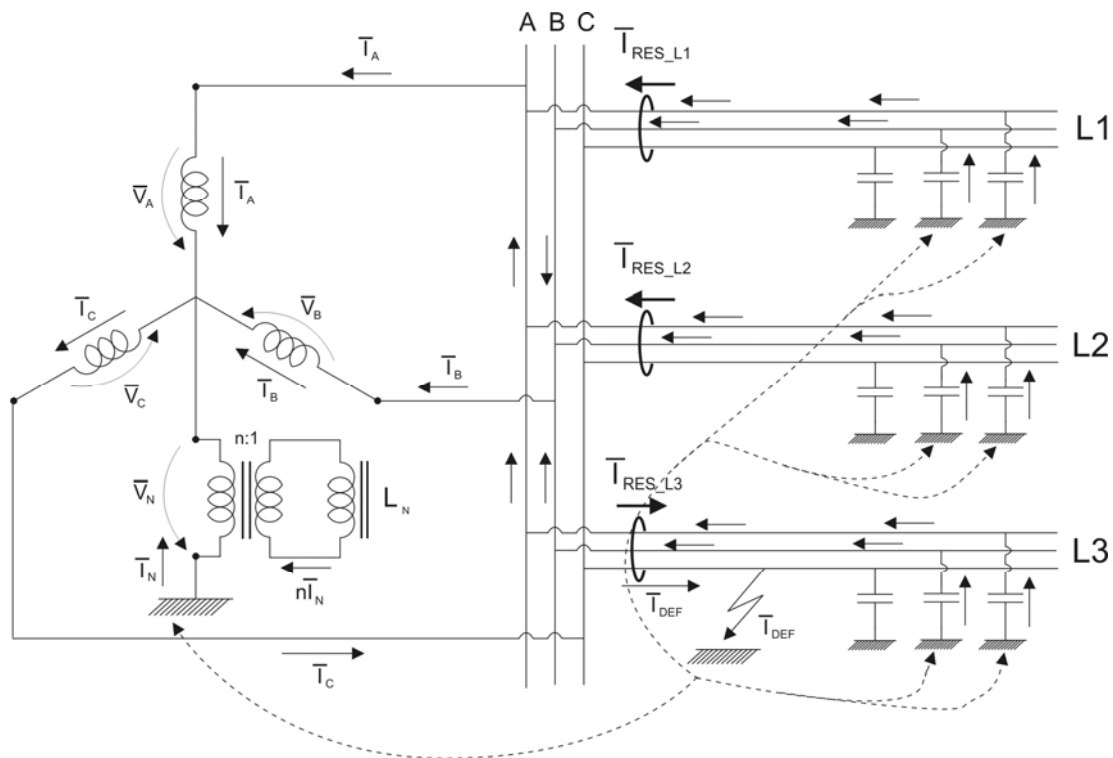


Figura 55 – Exemplificação da direcionalidade das correntes homopolares em caso de defeito FT (defeito na saída L3)

Enquanto que a protecção de MIH de tempo inverso pode ser bastante lenta a eliminar defeitos, a protecção de MIHD não baseia a selectividade no tempo, pelo que pode ser bastante mais rápida.

A determinação da direcção do defeito é realizada através da potência homopolar (ou residual) aparente.

$$\bar{S}_{res} = \bar{V}_{res} \bar{I}_{res}^* \quad (5.1)$$

Dado que o objectivo é detectar defeitos entre uma fase e a terra, só são necessárias as componentes residuais da tensão e da corrente.

Considerando que a ligação à terra de uma saída sã é realizada através de capacidades parasitas das linhas (e das capacidades dos cabos e PTs) e que para as linhas de MT a impedância destas é sempre maior que as impedâncias longitudinais (resistência e reactância) a potência residual de uma linha sã não depende do regime de neutro. A posição do vector da potência residual será semelhante ao representado na Figura 56.

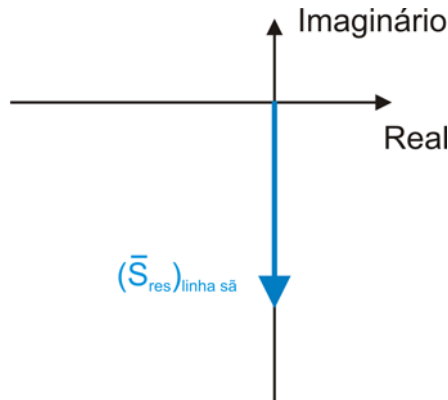


Figura 56 – Diagrama vectorial com representação da posição do vector da potência residual da saída sã<sup>16</sup>

Contudo, a potência residual vista na saída defeituosa depende muito do regime de neutro. Consoante o tipo de regime de neutro a posição do vector da potência residual da saída defeituosa poderá estar mais ou menos próxima do vector das saídas sãs. Caso esteja mais próximo, dificulta a detecção do defeito pela MIHD sobretudo para defeitos resistivos (correntes e tensões residuais reduzidas). O pior caso é o de um regime de neutro puramente indutivo em que não há distinção entre as saídas sãs e defeituosas através de direccionalidade.

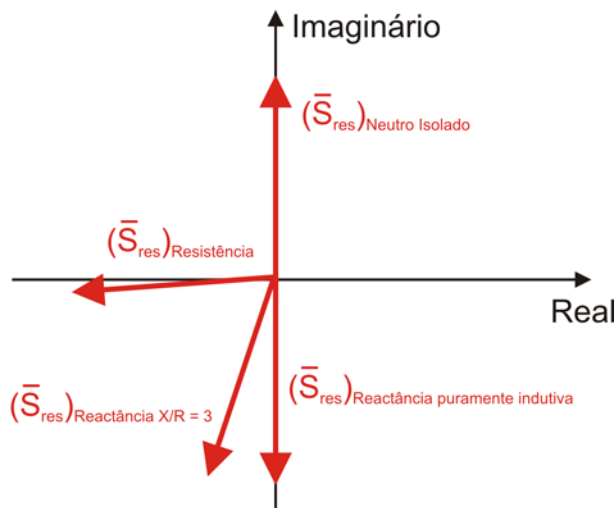


Figura 57 – Diagrama vectorial com representação da posição do vector da potência residual da saída defeituosa para vários tipos de regime de neutro

<sup>16</sup> A figura apresentada é apenas ilustrativa do princípio de detecção. Na realidade a posição do vector depende também da tensão e corrente homopolar associadas ao desequilíbrio de capacidades.

Em Portugal os regimes de neutro com maior implementação são a reactância limitadora e o neutro isolado.

É necessário parametrizar a protecção de MIHD consoante o regime de neutro da SE. As protecções actuais requerem 3 tipos de parâmetros para definir a característica de detecção de defeito:

- Corrente residual operacional ( $I_{op}$ );
- Tensão homopolar mínima ( $(V_h)_{min}$ );
- Ângulo da característica operacional ( $\alpha$ ).

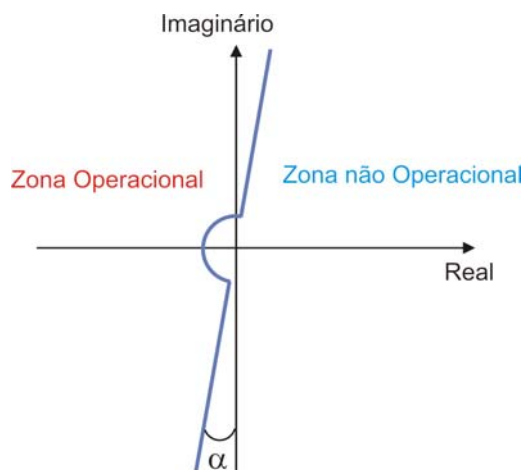


Figura 58 – Característica operacional típica de uma protecção de MIHD

### 5.3 Limites da protecção de MIHD

A protecção de MIHD obtém as suas leituras através de TTs e TIs que se encontram ligados no seu primário à parte de potência da saída protegida. Estes elementos, além da própria protecção, possuem erros intrínsecos que podem conduzir a que a protecção apresente disparos intempestivos sobretudo em situações de defeitos muito resistivos, em que a corrente e tensão homopolares são reduzidas. Este é um motivo para a necessidade de parametrização de  $I_{op}$  e  $(V_h)_{min}$ .

Para avaliar os limites de detecção de defeitos da MIHD utiliza-se a configuração usual de medida da tensão residual e corrente residual. Esta consiste na medição da corrente homopolar através de um TI toroidal e da tensão residual através da soma das tensões de fase. Em Portugal, quando se pretende ligar o neutro do sistema através de uma reactância à terra utiliza-se um transformador em Zig-Zag que é simultaneamente neutro artificial (os enrolamentos na MT dos transformadores MT/AT estão usualmente ligados em triângulo, pelo que o neutro não se encontra acessível para ligação directa à terra) e reactância. Na Figura 59 encontra-se uma representação do processo de medida da potência residual para utilização na MIHD.

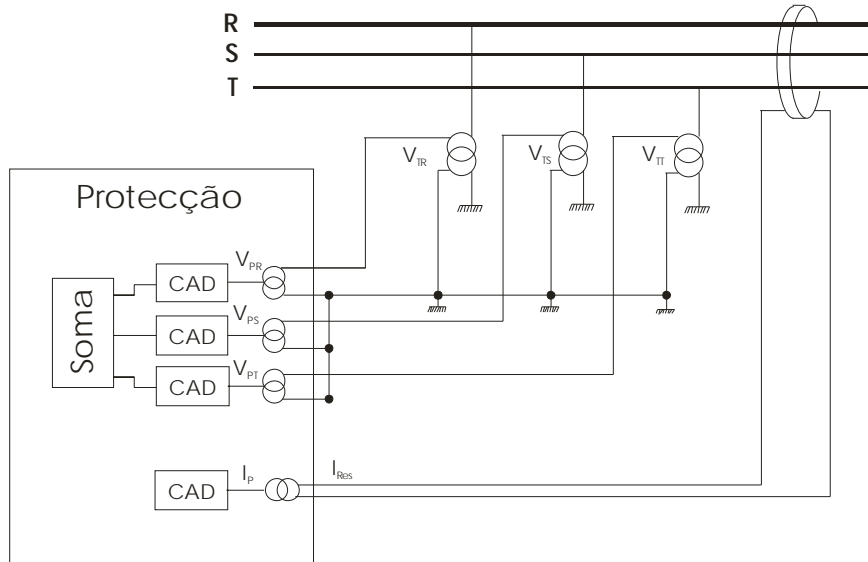


Figura 59 – Processo de medida da tensão e corrente

Observando a Figura 59 verifica-se que existem 2 tipos de TTs no processo de medida: os TTs principais que reduzem o nível de tensão da MT para um valor de cerca de 100V e os TTs internos da protecção que reduzem o nível de tensão até um valor suportado pelo conversor Analógico/Digital. O erro de medida de um TT é dado tanto em termos de amplitude, como de fase para regime estacionário. Logo, a tensão medida no secundário de um TT pode ser expressa pela relação seguinte:

$$\bar{V}_{CAD} = (1 + \varepsilon_{TTprinc.}) (1 + \varepsilon_{TTprot.}) e^{j(\delta_{TTprinc.} + \delta_{TTprot.})} \bar{V}_{fase} \quad (5.2)$$

Em que:

$\bar{V}_{CAD}$  - Tensão medida no conversor A/D

$\varepsilon_{TTprinc.}$  - Erro de amplitude do TT principal

$\varepsilon_{TTprot.}$  - Erro de amplitude do TT interno da protecção

$\delta_{TTprinc.}$  - Erro de fase do TT principal

$\delta_{TTprot.}$  - Erro de fase do TT interno da protecção

A tensão residual é obtida através da soma das 3 tensões nas fases do barramento na protecção.

$$\begin{aligned} \bar{V}_{res\_prot} = \bar{V}_{CADR} + \bar{V}_{CADS} + \bar{V}_{CADT} = & (1 + \varepsilon_{V_R}) (1 + \varepsilon_{PV_R}) e^{j(\delta_{V_R} + \delta_{PV_R})} \bar{V}_R + \\ & + (1 + \varepsilon_{V_S}) (1 + \varepsilon_{PV_S}) e^{j(\delta_{V_S} + \delta_{PV_S})} \bar{V}_S + (1 + \varepsilon_{V_T}) (1 + \varepsilon_{PV_T}) e^{j(\delta_{V_T} + \delta_{PV_T})} \bar{V}_T \end{aligned} \quad (5.3)$$

em que:

$\varepsilon_{V_X}$  - Erro de amplitude do TT principal colocado na fase X

$\delta_{V_X}$  - Erro de fase do TT principal colocado na fase X

$\varepsilon_{PV_X}$  - Erro de amplitude do TT interno da protecção da fase X

$\delta_{PV_X}$  - Erro de fase do TT interno da protecção da fase X



A equação (5.3) traduz a medida da tensão residual em relação às 3 tensões de fase. Contudo, o objectivo é determinar a influência dos erros na medição da tensão residual. Para tal aplica-se a transformada de Fortescue à equação (5.3).

$$\begin{cases} \bar{V}_R = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_h \\ \bar{V}_S = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_h \\ \bar{V}_T = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_h \end{cases} \quad (5.4)$$

Em que:

$\bar{V}_d$  – Componente Directa da Tensão

$\bar{V}_i$  – Componente Inversa da Tensão

$\bar{V}_h$  – Componente homopolar da Tensão

$a$  – Termo de rotação dos vectores  $\left( a = e^{j\frac{2\pi}{3}} \right)$

Aplicando a transformação de Fortescue (equação (5.4)) e considerando que  $V_{res} = 3V_h$  a relação entre tensão residual medida pela protecção e a tensão residual no barramento é dada pela relação seguinte:

$$\begin{aligned} \bar{V}_{res\_prot} = & \left[ (1 + \varepsilon_{V_R})(1 + \varepsilon_{PV_R}) e^{j(\delta_{V_R} + \delta_{PV_R})} + (1 + \varepsilon_{V_S})(1 + \varepsilon_{PV_S}) e^{j\left(\delta_{V_S} + \delta_{PV_S} - \frac{2\pi}{3}\right)} + (1 + \varepsilon_{V_T})(1 + \varepsilon_{PV_T}) e^{j\left(\delta_{V_T} + \delta_{PV_T} + \frac{2\pi}{3}\right)} \right] \bar{V}_d \\ & + \left[ (1 + \varepsilon_{V_R})(1 + \varepsilon_{PV_R}) e^{j(\delta_{V_R} + \delta_{PV_R})} + (1 + \varepsilon_{V_S})(1 + \varepsilon_{PV_S}) e^{j\left(\delta_{V_S} + \delta_{PV_S} + \frac{2\pi}{3}\right)} + (1 + \varepsilon_{V_T})(1 + \varepsilon_{PV_T}) e^{j\left(\delta_{V_T} + \delta_{PV_T} - \frac{2\pi}{3}\right)} \right] \bar{V}_i \\ & + \frac{1}{3} \left[ (1 + \varepsilon_{V_R})(1 + \varepsilon_{PV_R}) e^{j(\delta_{V_R} + \delta_{PV_R})} + (1 + \varepsilon_{V_S})(1 + \varepsilon_{PV_S}) e^{j(\delta_{V_S} + \delta_{PV_S})} + (1 + \varepsilon_{V_T})(1 + \varepsilon_{PV_T}) e^{j(\delta_{V_T} + \delta_{PV_T})} \right] \bar{V}_{res} \end{aligned} \quad (5.5)$$

Considerando que a corrente residual é medida directamente através do TI toroidal, a medida da potência residual é dada por:

$$\begin{aligned} \bar{S}_{res\_prot} = & (1 + \varepsilon_{TI})(1 + \varepsilon_{PI}) \left[ \right. \\ & + \left[ (1 + \varepsilon_{V_R})(1 + \varepsilon_{PV_R}) e^{j(\delta_{V_R} + \delta_{PV_R})} + (1 + \varepsilon_{V_S})(1 + \varepsilon_{PV_S}) e^{j\left(\delta_{V_S} + \delta_{PV_S} - \frac{2\pi}{3}\right)} + (1 + \varepsilon_{V_T})(1 + \varepsilon_{PV_T}) e^{j\left(\delta_{V_T} + \delta_{PV_T} + \frac{2\pi}{3}\right)} \right] e^{j(\alpha_{V_d})} V_d \\ & + \left[ (1 + \varepsilon_{V_R})(1 + \varepsilon_{PV_R}) e^{j(\delta_{V_R} + \delta_{PV_R})} + (1 + \varepsilon_{V_S})(1 + \varepsilon_{PV_S}) e^{j\left(\delta_{V_S} + \delta_{PV_S} + \frac{2\pi}{3}\right)} + (1 + \varepsilon_{V_T})(1 + \varepsilon_{PV_T}) e^{j\left(\delta_{V_T} + \delta_{PV_T} - \frac{2\pi}{3}\right)} \right] e^{j(\alpha_{V_i})} V_i \\ & + \frac{1}{3} \left[ (1 + \varepsilon_{V_R})(1 + \varepsilon_{PV_R}) e^{j(\delta_{V_R} + \delta_{PV_R})} + (1 + \varepsilon_{V_S})(1 + \varepsilon_{PV_S}) e^{j(\delta_{V_S} + \delta_{PV_S})} + (1 + \varepsilon_{V_T})(1 + \varepsilon_{PV_T}) e^{j(\delta_{V_T} + \delta_{PV_T})} \right] V_{res} \\ & \left. \right] e^{-j(\delta_{TI} + \delta_{PI})} \bar{I}_{res}^* \end{aligned} \quad (5.6)$$

Em que:

$\alpha_d$  - Ângulo entre a componente directa da tensão e a componente homopolar da tensão

$\alpha_i$  - Ângulo entre a componente inversa da tensão e a componente homopolar da tensão

$\varepsilon_{TI}$  – Erro de amplitude da medida de corrente do TI principal

$\varepsilon_{PI}$  – Erro de amplitude da medida de corrente da protecção

$\delta_{TI}$  – Erro de fase da medida de corrente do TI principal

$\delta_{PI}$  – Erro de fase da medida de corrente da protecção

Caso o regime de neutro seja de correntes de defeito FT reduzidas, a tensão de sequência inversa tem um valor muito inferior às tensões de sequência directa e homopolar:

$$|\bar{V}_i| \ll |\bar{V}_d| \quad (5.7)$$

Nesta situação a equação (5.6) pode ser simplificada:

$$\begin{aligned} \bar{S}_{res\_prot} = & (1 + \varepsilon_{TI})(1 + \varepsilon_{PI}) \left[ \right. \\ & + \left[ (1 + \varepsilon_{V_R})(1 + \varepsilon_{PV_R}) e^{j(\delta_{V_R} + \delta_{PV_R})} + (1 + \varepsilon_{V_S})(1 + \varepsilon_{PV_S}) e^{j(\delta_{V_S} + \delta_{PV_S} - \frac{2\pi}{3})} + (1 + \varepsilon_{V_T})(1 + \varepsilon_{PV_T}) e^{j(\delta_{V_T} + \delta_{PV_T} + \frac{2\pi}{3})} \right] e^{j(\alpha_{V_d})} V_d \\ & + \frac{1}{3} \left[ (1 + \varepsilon_{V_R})(1 + \varepsilon_{PV_R}) e^{j(\delta_{V_R} + \delta_{PV_R})} + (1 + \varepsilon_{V_S})(1 + \varepsilon_{PV_S}) e^{j(\delta_{V_S} + \delta_{PV_S})} + (1 + \varepsilon_{V_T})(1 + \varepsilon_{PV_T}) e^{j(\delta_{V_T} + \delta_{PV_T})} \right] V_{res} \\ & \left. \right] e^{-j(\delta_{TI} + \delta_{PI})} \bar{I}_{res}^* \end{aligned} \quad (5.8)$$

Dado que tanto os TTs principais, por um lado, e os TTs internos da protecção, por outro, possuem o mesmo tipo de fabrico e com grande probabilidade pertencem ao mesmo lote é demasiado conservador considerar que os erros entre eles são totalmente aleatórios. Em vez disso deve considerar-se que os erros de amplitude e fase estão correlacionados entre si, para TTs diferentes, e que o erro de fase se encontra correlacionado com o erro de amplitude.

A expressão anterior é uma expressão complexa que pode ter erros tanto na componente real como complexa face ao vector da tensão residual no barramento. O erro de medida da tensão residual é uma distribuição bi-variável, ou seja, que varia em duas dimensões. As dimensões são a parte real do vector e a parte imaginária deste.

O vector dos erros é definido como:

$$e = \left[ \varepsilon_{V_R} \quad \varepsilon_{V_S} \quad \varepsilon_{V_T} \quad \delta_{V_R} \quad \delta_{V_S} \quad \delta_{V_T} \quad \varepsilon_{PV_R} \quad \varepsilon_{PV_S} \quad \varepsilon_{PV_T} \quad \delta_{PV_R} \quad \delta_{PV_S} \quad \delta_{PV_T} \quad \varepsilon_I \quad \delta_I \quad \varepsilon_{PI} \quad \delta_{PI} \right]^T \quad (5.9)$$

O erro da medida do vector da potência residual depende de 16 variáveis aleatórias. Contudo, estas variáveis não são independentes entre si o que é patente ao analisar a matriz das covariâncias das variáveis de erro.

$$\Sigma_e = \begin{bmatrix} S_{e_{TT}} & C_{ee_{TTs}} & \cdots & 0 & 0 \\ C_{ee_{TTs}} & S_{e_{TT}} & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & S_{e_{PI}} & C_{e\delta_{PI}} \\ 0 & 0 & \cdots & C_{e\delta_{PI}} & S_{\delta_{PI}} \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

Em que,

- $S_{e_{TT}}$  - Erro quadrático de amplitude de um TT
- $S_{d_{TT}}$  - Erro quadrático de fase de um TT
- $C_{ee_{TTs}}$  - Produto dos erros de amplitude de 2 TTs
- $C_{dd_{TTs}}$  - Produto dos erros de fase de 2 TTs
- $C_{ed_{TT}}$  - Produto entre o erro de fase e amplitude de um TT
- $C_{ed_{TTs}}$  - Produto entre o erro de fase de um TT e o erro de amplitude de outro TT
- $S_{e_{pV}}$  - Erro quadrático de amplitude da medida de tensão da protecção
- $S_{d_{pV}}$  - Erro quadrático de fase da medida de tensão da protecção
- $C_{ee_{pVs}}$  - Produto entre os erros de amplitude da medida da protecção de 2 tensões
- $C_{dd_{pVs}}$  - Produto entre os erros de fase da medida da protecção de 2 tensões
- $C_{ed_{pV}}$  - Produto entre o erro de fase e amplitude da medida de tensão da protecção
- $C_{ed_{pVs}}$  - Produto entre o erro de fase da medida de tensão e o erro de amplitude da medida de outra fase
- $S_{e_{TI}}$  - Erro quadrático de amplitude do TI toroidal
- $S_{d_{TI}}$  - Erro quadrático de fase do TI toroidal
- $C_{ed_{TI}}$  - Produto entre o erro de fase e amplitude da medida de corrente do TI toroidal
- $S_{e_{pI}}$  - Erro quadrático de amplitude da medida de corrente da protecção
- $S_{d_{pI}}$  - Erro quadrático de fase da medida de corrente da protecção
- $C_{ed_{pI}}$  - Produto ente o erro de fase e amplitude da medida de corrente da protecção

A matriz  $\Sigma$  é relativa às variâncias e covariâncias das variáveis aleatórias que compõem os erros dos TTs, TIs e da protecção. Contudo, o objectivo é determinar a matriz das covariâncias para a equação (5.6). Para tal utiliza-se o teorema 4.11 da referência [20]:

$$\Sigma_{S_{res}} = J \Sigma_e J^T \quad (5.11)$$

Em que,

$\Sigma_{S_{res}}$  - Matriz das covariâncias da medida da potência residual

O resultado da equação (5.11) aplicada ao caso em análise é apresentado no Anexo E. A expressão final é demasiado complexa para ser apresentada no corpo deste documento.

$$J = \left[ \begin{array}{cccc} \frac{\partial \text{Re}\{\bar{S}_{res\_prot}\}}{\partial e_{V_R}} & \frac{\partial \text{Re}\{\bar{S}_{res\_prot}\}}{\partial e_{V_S}} & \dots & \frac{\partial \text{Re}\{\bar{S}_{res\_prot}\}}{\partial e_{pI}} & \frac{\partial \text{Re}\{\bar{S}_{res\_prot}\}}{\partial \delta_{pI}} \\ \frac{\partial \text{Im}\{\bar{S}_{res\_prot}\}}{\partial e_{V_R}} & \frac{\partial \text{Im}\{\bar{S}_{res\_prot}\}}{\partial e_{V_S}} & \dots & \frac{\partial \text{Im}\{\bar{S}_{res\_prot}\}}{\partial e_{pI}} & \frac{\partial \text{Im}\{\bar{S}_{res\_prot}\}}{\partial \delta_{pI}} \end{array} \right]_{e=[0]}$$

A relação entre a componente homopolar e directa da tensão no caso de um defeito depende da fase em defeito. O esquema equivalente de defeito, apresentado na Figura 29, apenas é válido se o defeito for na fase R. Para as restantes fases existe uma desfasagem de 120° em relação à posição dos vectores para um defeito na fase R. Contudo, este pormenor acaba por ser irrelevante uma vez que:

$$\Sigma_{S_{res}} |_{\alpha_{V_d}=\beta} = \Sigma_{S_{res}} |_{\alpha_{V_d}=\beta+2\pi/3} = \Sigma_{S_{res}} |_{\alpha_{V_d}=\beta-2\pi/3} \quad (5.12)$$

Em que:

$\beta$  – Ângulo arbitrário

A condição anterior verifica-se para todos os ângulos da tensão directa em relação à tensão homopolar.

A partir da matriz da covariância do erro de medição da tensão residual pela protecção ( $S_{res}$ ) é possível determinar a região no plano complexo onde é provável que o vector da tensão residual medido se encontre quando comparado com o vector real no sistema. Para uma matriz de covariâncias o contorno equiprovável é uma elipse.

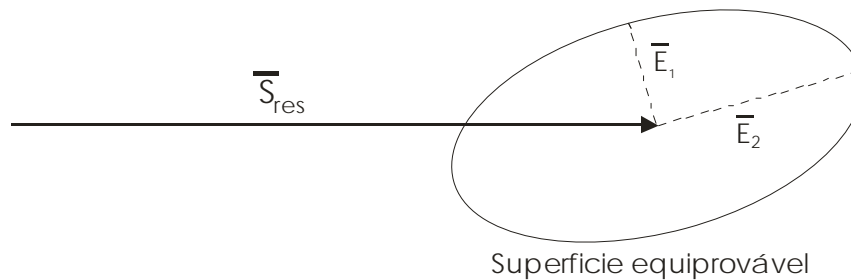


Figura 60 – Região onde é provável que o vector da potência residual medida pela protecção se encontre

Os raios da elipse e a sua inclinação face ao vector da tensão residual dependem dos valores próprios e vectores próprios da matriz das covariâncias. Para mais informação sobre este assunto recomenda-se a leitura do Anexo C.

A matriz das covariâncias apenas indica o valor correspondente ao desvio padrão no caso linear. Para definir uma probabilidade para a superfície é necessário multiplicar a elipse por um factor determinado através da função de probabilidade  $\chi^2$  com 2 graus de liberdade.

Para defeitos muito resistivos (que originam correntes e tensões homopolares reduzidas) é natural que exista uma sobreposição das zonas em que é provável que o vector das potências residuais das saídas sãs e da saída defeituosa se encontre (ver Figura 61). A parametrização da protecção de MIHD deve, pois garantir que esta só actue fora das zonas de possível intersecção.

Observando as equações do Anexo E verifica-se que existe uma dependência da matriz das covariâncias da tensão de sequência directa ( $V_d$ ) do sistema. Tal deve-se ao facto de cada TT de fase poder ter erros distintos dos TT instalados nas restantes fases. Contudo, dado que os TT instalados numa SE são, na grande maioria dos casos, do mesmo fabricante e do mesmo lote os seus erros deverão ser semelhantes. Isto traduz-se numa correlação muito elevada entre os erros de tensão e amplitude de dois TT.

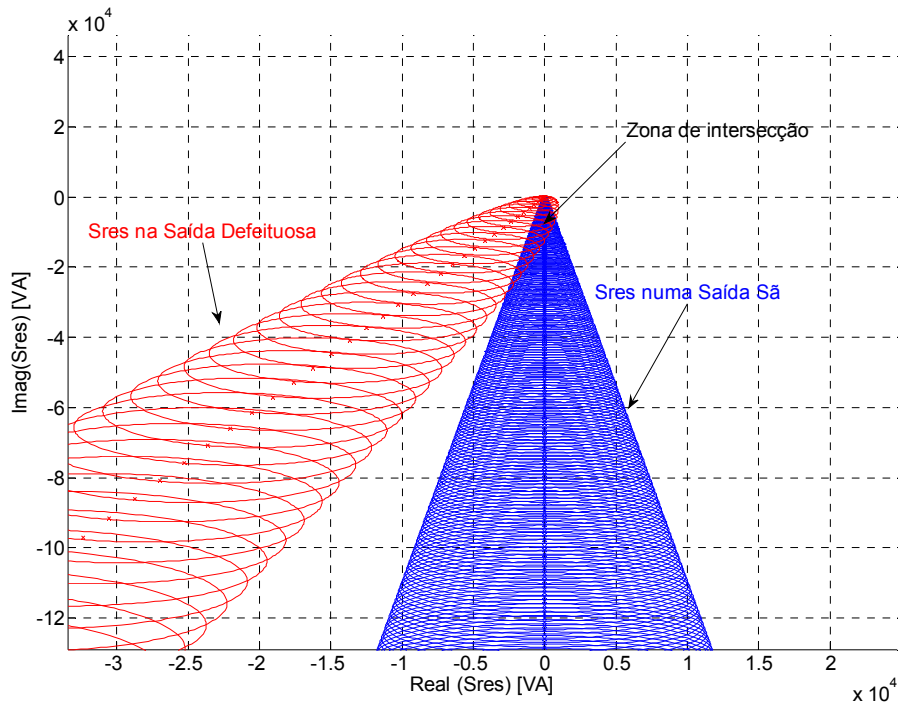


Figura 61 – Intersecção das regiões de probabilidade de localização da potência residual na linha sã e na linha defeituosa

A influência da tensão directa no erro da MIHD pode ser avaliada ao medir a tensão homopolar numa SE, em que nenhuma saída se encontre em defeito. Nas tabelas seguintes apresentam-se resultados de medidas efectuadas em duas subestações.

| $V_D$ (pu) | $V_h$ (pu) |
|------------|------------|
| 1,077      | 0,007      |
| 1,042      | 0,007      |
| 1,050      | 0,007      |
| 1,044      | 0,007      |

Tabela 6 – Tensões directas e homopolares numa SE real ( $V_N = 15kV$  e impedância de ligação do neutro à terra) sem defeito na rede MT

| $V_D$ (pu) | $V_h$ (pu) |
|------------|------------|
| 1,061      | 0,004      |
| 1,061      | 0,003      |
| 1,080      | 0,008      |
| 1,053      | 0,005      |

Tabela 7 – Tensões directas e homopolares numa SE ( $V_N = 15kV$  e neutro isolado) sem defeito na rede

Verifica-se que a tensão homopolar em permanência é reduzida nestes casos particulares.

A tensão homopolar medida na ausência de defeito traduz os erros de medida da tensão homopolar motivados pela tensão de sequência directa. Estando a saída sem defeito e se a corrente no elemento de neutro for reduzida, então é possível deduzir a partir das equações do Anexo E:

$$k \frac{3}{2} \sqrt{S_{e_{TT}} + S_{e_{PV}} + S_{d_{TT}} + S_{d_{PV}} - C_{dd_{TTs}} - C_{dd_{PVs}} - C_{ee_{TTs}} - C_{ee_{PVs}}} V_d \simeq V_h \quad (5.13)$$

O valor da constante  $k$  pode ser obtido através da consulta da Tabela 21 (ver Anexo C).

Os três TT principais, na grande maioria das vezes, são parte do mesmo lote e possuem características internas e de medida semelhantes. Portanto é demasiado pessimista assumir que não existem correlações entre os erros de medida de cada um. O mesmo raciocínio é válido para os TT internos da protecção. Observando a equação (5.13) verifica-se que a tensão homopolar medida na ausência de defeito traduz as covariâncias entre os erros de medida dos diferentes TT. Assumindo que a covariância possui a mesma proporcionalidade face à variância de cada erro, realiza-se a seguinte aproximação:

$$C_{ee_{TTs}} \approx \mu S_{e_{TT}} \quad (5.14)$$

$$C_{ee_{PVs}} \approx \mu S_{e_{PV}} \quad (5.15)$$

$$C_{dd_{TTs}} \approx \mu S_{d_{TT}} \quad (5.16)$$

$$C_{dd_{PVs}} \approx \mu S_{d_{PV}} \quad (5.17)$$

Substituindo as equações (5.14) a (5.17) na equação (5.13) obtém-se:

$$\mu = 1 - \frac{2}{3} \left( \frac{V_{h_{sem\ defeito}}}{V_d} \frac{3}{k} \right)^2 \frac{1}{(S_{e_{TT}} + S_{e_{PV}} + S_{d_{TT}} + S_{d_{PV}})} \quad (5.18)$$

Através da variável  $\mu$  são calculadas as covariâncias dos erros dos TT.

Toda a análise realizada até este momento partiu do princípio de que o funcionamento da protecção de MIHD só é afectado pelos erros intrínsecos aos transdutores de corrente e tensão e da própria protecção. Tendo em conta o funcionamento da protecção de MIHD, pela medida da tensão residual, esta também é afectada pelas correntes e tensões homopolares resultantes dos desequilíbrios naturais da rede. Estes desequilíbrios (tensão e corrente) devem ser considerados na determinação da região de erro da MIHD.

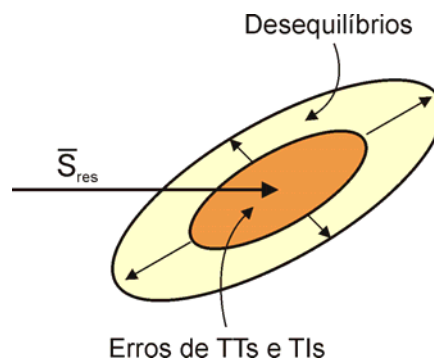


Figura 62 – Região de erro da determinação do vector da potência residual considerando erros de medida e Desequilíbrios na rede

## 5.4 Máxima Intensidade Homopolar Direccional

### 5.4.1 Neutro com Impedância limitadora

Em 4.2 determinou-se que seria necessário a protecção de MIHD detectar uma corrente de defeito de 40A para assegurar a selectividade com a protecção MIH-ti.

O funcionamento da protecção MIHD depende dos erros de medida da potência residual (ver 5.3) e das tensões e correntes homopolares motivadas por assimetrias na rede. Por este motivo antes de ser estimado o comportamento da protecção de MIHD devem ser estabelecidas as situações usuais na rede.

Numa rede real, segundo a experiência do autor, são verificadas as seguintes condições:

- $Vh_{perm} \leq 0,83\%V_N$  – Equivale a uma corrente de 2,5A a circular em permanência na reactância para uma rede de 15kV.
- $Ih_{perm} \leq 0,5A$  – As correntes residuais de desequilíbrio não ultrapassam normalmente os 0,5A<sup>17</sup>.
- $Vh_{erros\ TTs} \leq 2\%V_N$  – Tensões homopolares resultantes dos erros dos TTs inferiores a 2% $V_N$ .

Todas estas condições podem ser verificadas na altura de comissionamento da SE. No caso de não serem verificadas, então os cálculos que se apresentam em seguida podem não ser válidos. Estes casos terão de ser alvo de uma análise particular com as condições encontradas no processo de comissionamento.

Para verificar o funcionamento da protecção MIHD no caso de um defeito na saída ou numa saída adjacente utiliza-se a matriz das covariâncias calculada em 5.3 e apresentada no Anexo E. Além das condições estabelecidas, os valores dos erros quadráticos encontram-se expressos no Anexo A e Anexo B.

As correntes e tensões são calculadas para um defeito do tipo FT com o esquema equivalente representado na Figura 29 e Figura 35 e para várias resistências de defeito, as impedâncias directas e inversas são desprezadas.

Nos cálculos seguintes selecciona-se um nível de confiança de 99,9%. Tal corresponde a admitir uma saída potencialmente não selectiva em cada 1000.

Recorrendo ao programa MATLAB realizaram-se os cálculos dos erros da posição do vector da corrente residual no caso de um defeito na saída (saída defeituosa) e de um defeito numa saída adjacente (saída sã).

Na Figura 46 apresenta-se o caso de uma saída MT numa rede de 15kV com uma reactância limitadora de 300A (relação X/R idêntica à assumida em 3.2) e uma contribuição capacitiva da saída de 100A. Considera-se que a SE é alimentada por um transformador de potência de 10MVA<sup>18</sup>.

---

<sup>17</sup> As correntes residuais em permanência numa rede sem defeito podem ser superiores se o TI toroidal apresentar uma dependência elevada entre a corrente de carga na saída e a corrente homopolar medida. Neste caso o TI toroidal poderá não ser adequado para realizar a função de protecção MIHD.

<sup>18</sup> Normalmente são utilizados transformadores de 10MVA, 20MVA e 40MVA na rede portuguesa. As tensões de curto-circuito habituais são de 7% a 8% no caso dos transformadores de 10MVA e 20MVA e de 14% no caso dos transformadores de 40MVA. Os transformadores de 40MVA possuem uma tensão de curto-circuito superior para limitar as correntes de defeito no secundário destes.

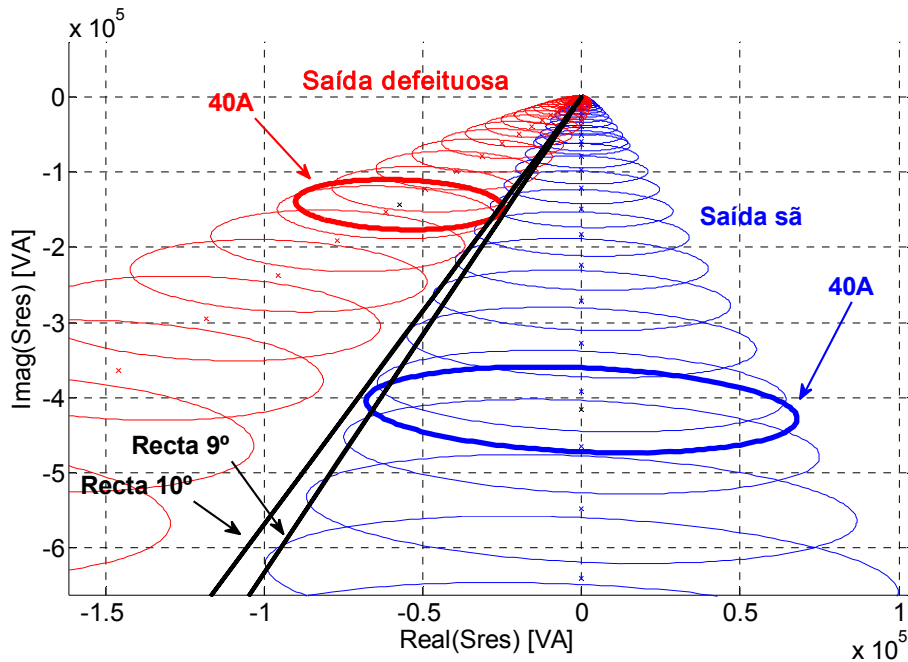


Figura 63 – Representação no plano complexo das posições prováveis dos vectores de potência residual para um defeito na saída e para um defeito numa saída adjacente (Reactância 300A,  $V_N = 15\text{kV}$  e TP de 10MVA)

Verifica-se que para uma corrente operacional de 40A a recta de característica de  $10^\circ$  permite que a protecção de MIHD da saída não actue para defeitos noutra saída. Por outro lado, a recta de  $9^\circ$  permite a detecção de defeitos acima de 40A.

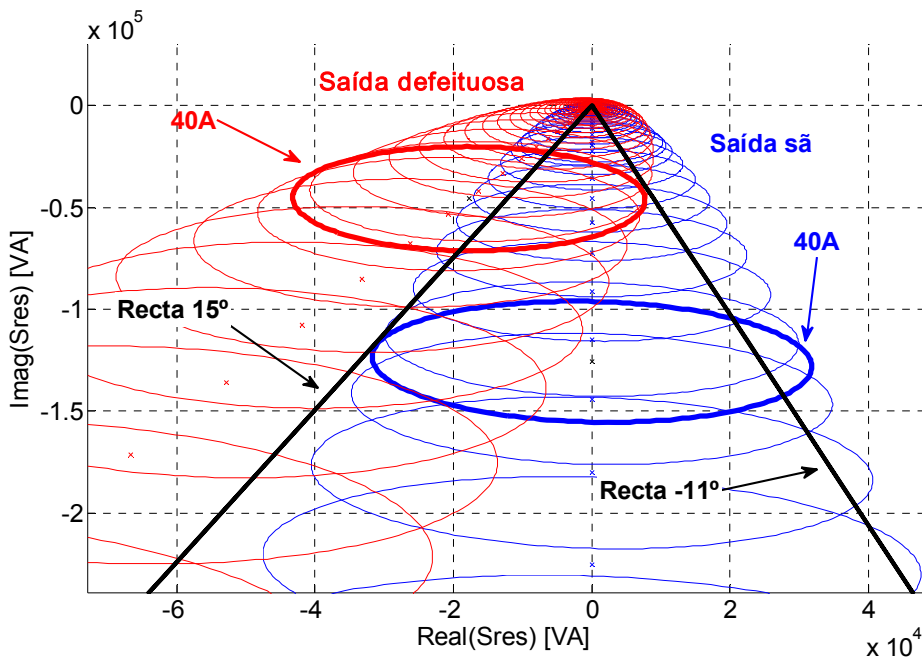


Figura 64 – Representação no plano complexo das posições prováveis dos vectores de potência residual para um defeito na saída e para um defeito numa saída adjacente (Reactância 1000A,  $V_N = 15\text{kV}$  e TP de 10MVA)

Na Figura 64 apresenta-se o caso de uma saída MT numa rede de 15kV com uma reactância limitadora de 1000A e uma contribuição capacitiva da saída de 333A.

Verifica-se que para uma corrente operacional de 40A a recta de característica de  $15^\circ$  permite que a protecção de MIHD da saída não actue para defeitos noutra saída. Por outro lado, a recta de  $-11^\circ$



permite a detecção de defeitos acima de 40A. Neste caso não é possível garantir a detecção de defeitos de 40A e a selectividade com as linhas adjacentes.

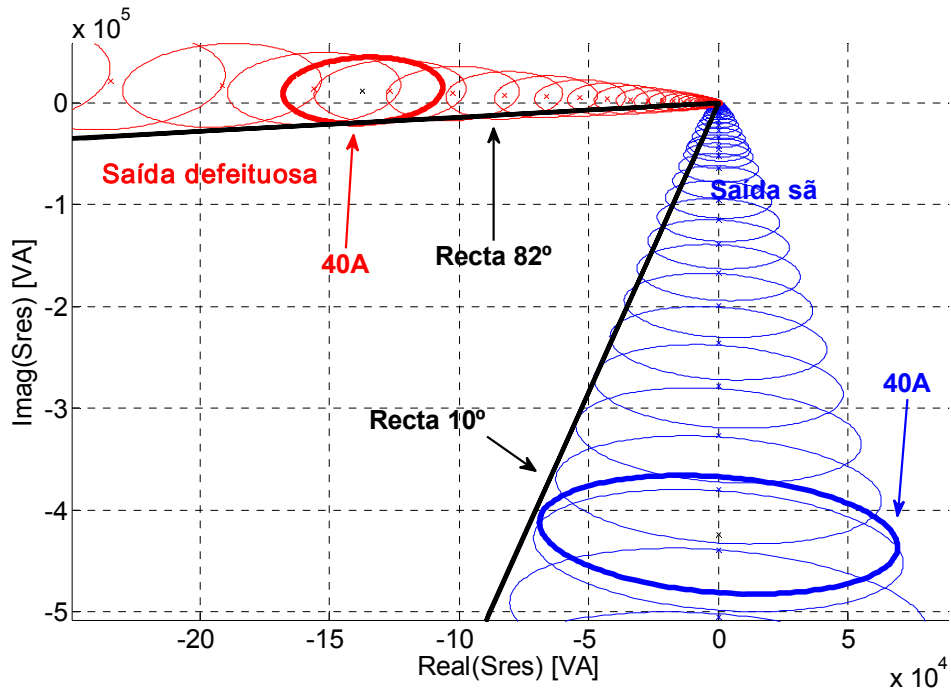


Figura 65 – Representação no plano complexo das posições prováveis dos vectores de potência residual para um defeito na saída e para um defeito numa saída adjacente (Resistência 300A,  $V_N = 15kV$  e TP de 10MVA)

Na Figura 65 apresenta-se o caso de uma saída MT numa rede de 15kV com uma resistência limitadora de 300A e uma contribuição capacitiva da saída de 100A. Neste caso uma característica linear com um ângulo superior a 10° permite evitar disparos intempestivos, enquanto que uma característica inferior a 82° assegura a detecção de defeitos.

|                  |      | Com contribuição capacitiva significativa |              |                                 |              | Sem contribuição capacitiva significativa |              |
|------------------|------|---|--------------|---------------------------------|--------------|---|--------------|
|                  |      | Disparo com defeito                       |              | Ausência de disparo na linha sã |              | Disparo com defeito                       |              |
|                  |      | TP 10MVA                                  | TP 20/40 MVA | TP 10MVA                        | TP 20/40 MVA | TP 10MVA                                  | TP 20/40 MVA |
| Reactância 300A  | 10kV | 9°  | 9°           | 10°                             | 10°          | 6°  | 6°           |
|                  | 15kV | 9°  | 9°           | 10°                             | 10°          | 6°  | 6°           |
|                  | 30kV | 9°  | 9°           | 10°                             | 10°          | 6°  | 6°           |
| Reactância 1000A | 10kV | -11°                                      | -11°         | 15°                             | 15°          | -17°                                      | -17°         |
|                  | 15kV | -11°                                      | -11°         | 15°                             | 15°          | -17°                                      | -17°         |
|                  | 30kV | -11°                                      | -11°         | 15°                             | 15°          | -17°                                      | -17°         |
| Resistência 300A | 10kV | 82°                                       | 82°          | 10°                             | 10°          | 76°                                       | 76°          |
|                  | 15kV | 82°                                       | 82°          | 10°                             | 10°          | 75°                                       | 75°          |
|                  | 30kV | 82°                                       | 82°          | 10°                             | 10°          | 75°                                       | 75°          |

Tabela 8 – Ângulos de característica para regimes de neutro com impedância de neutro

Analisaram-se, da forma apresentada, várias situações de regime de neutro com impedância limitadora e para uma situação com contribuição capacitiva significativa e sem contribuição capacitiva significativa. Apresentam-se os resultados na Tabela 8.

Analisando a Tabela 8 podem retirar-se as seguintes conclusões:

- Reactância Limitadora a 300A:
  - Para garantir a inexistência de disparos intempestivos é necessária uma característica de  $10^\circ$ ;
  - Com uma característica de  $10^\circ$  não é garantida a detecção sobretudo com contribuições capacitivas da rede reduzidas. Contudo a diferença entre  $6^\circ$  e  $10^\circ$  não é significativa.
- Reactância de 1000A:
  - Existe uma discrepância grande entre a característica necessária para detectar defeitos e a característica que evita disparos intempestivos.
- Resistência de 300A:
  - Existe uma margem de segurança significativa entre as características que permitem detectar defeitos e evitar disparos intempestivos.

No caso da reactância de 300A a discrepância entre os  $6^\circ$  (necessários para detectar defeitos com contribuições capacitivas reduzidas) e os  $10^\circ$  (necessários para evitar disparos intempestivos) não é preocupante. Eventualmente existirão algumas, poucas, situações em que o sistema poderá não ser selectivo mas que podem ser tratadas caso a caso.

O regime de neutro com reactância de 1000A não permite uma detecção selectiva de defeitos através da MIHD para os valores de corrente que se pretendem observar (40A). Eventualmente a adopção de uma resistência de neutro em série com a reactância poderia alterar a característica da posição do vector de potência residual o suficiente para que não ocorressem sobreposições para correntes de 40A.

## 5.4.2 Neutro Isolado

Em regime de neutro isolado o vector da potência residual no caso de um defeito na linha encontra-se separada de  $180^\circ$  caso o defeito seja numa linha adjacente (ver Figura 66).

Ao contrário do regime de neutro com reactância, o ângulo da característica não depende da corrente a ser detectada pela protecção de MIHD. Contudo, existem alguns factores que podem ter influência no correcto funcionamento da MIHD:

- Erros dos TT ( $2\%V_N$  - ver 5.4.1);
- Assimetrias capacitivas da rede e do Transformador ( $3\%V_N$  - ver 3.3).

Estes factores têm influência na medição da tensão residual e podem causar erros na determinação da direcção da potência residual. Como consequência podem ocorrer disparos intempestivos ou a não detecção de um defeito na saída.

Por este motivo é aconselhável regular a tensão homopolar mínima para o seguinte valor:

$$(V_h)_{\min} \approx 5\%V_N \quad (5.19)$$

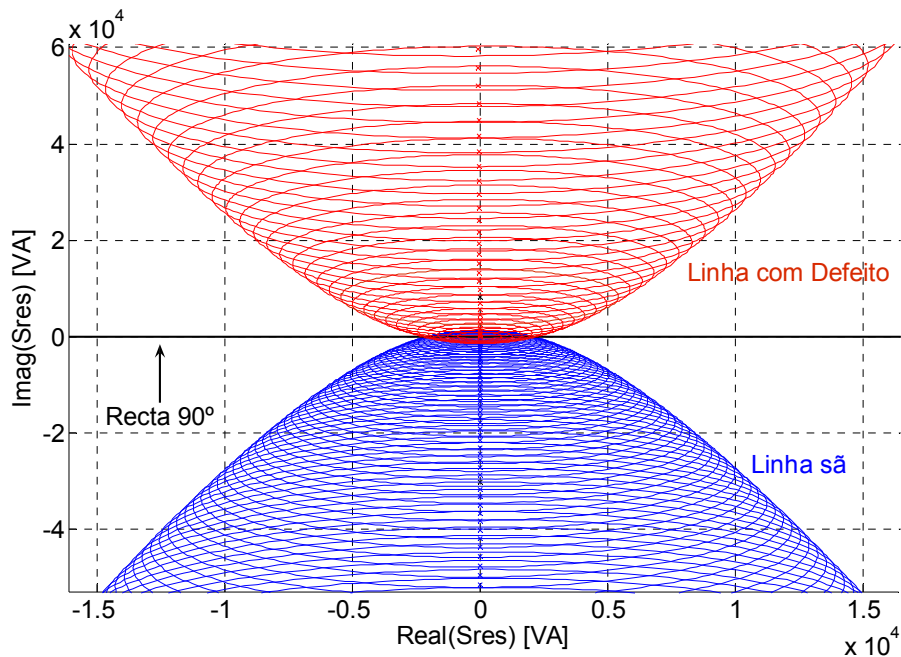


Figura 66 – Posição no plano complexo das posições prováveis dos vectores de potência residual para um defeito na saída e para um defeito numa saída adjacente (Neutro Isolado)

Podem existir situações em que as assimetrias são superiores a  $5\%V_N$ . Essas situações ocorrem quando a extensão de rede ligada à SE é reduzida e as assimetrias do Transformador são dominantes.

Uma vez que em regime de neutro isolado a protecção de tempo inverso não oferece garantias de selectividade, existem vantagens em que a protecção de MIHD seja regulada para a corrente operacional de 2,5A (ver 4.2.1). A temporização será de 0,4s de forma a respeitar a curva de risco de 0,5% (nesta defeitos com 40A deverão ser eliminados em 0,5s).

## 6 Resumo do esquema de protecção a utilizar

### 6.1 Neutro com Reactância limitadora a 300A

Neste caso utilizam-se 3 funções de protecção: MIH-ti; MIHD; e MIH-td. As parametrizações são as seguintes:

|                 |               |          |
|-----------------|---------------|----------|
| <b>MIH – ti</b> | $\alpha$      | 1        |
|                 | $\beta$       | 13,5     |
|                 | $I_{op}$      | 2,5 A    |
|                 | $TM$          | 0,5      |
| <b>MIHD</b>     | $I_{op}$      | 40 A     |
|                 | Ângulo        | 10°      |
|                 | $(V_h)_{min}$ | 2% $V_N$ |
|                 | $T_{op}$      | 0,1s     |
| <b>MIH – td</b> | $I_{op}$      | 120 A    |
|                 | $T_{op}$      | 0,1s     |

Tabela 9 – Resumo das regulações das protecções contra defeitos à terra para um regime de neutro de reactância limitadora a 300A

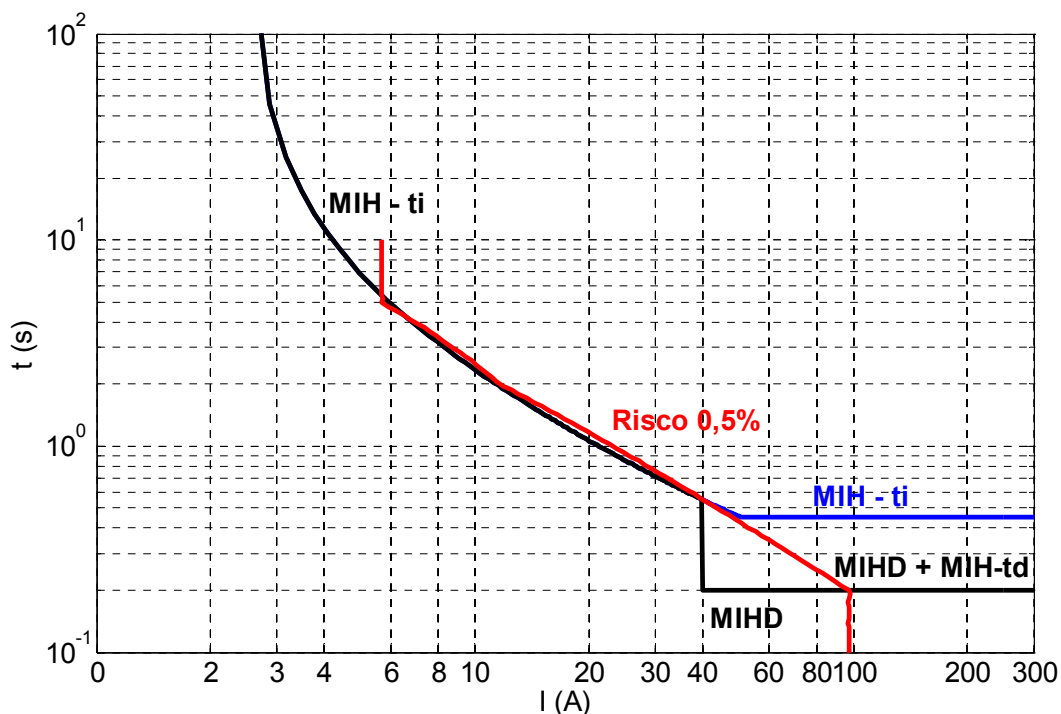


Figura 67 – Representação gráfica do sistema de protecções proposto para protecção contra defeitos à terra para uma reactância de ligação do neutro à terra de 300A (incluiu-se o tempo de abertura do disjuntor)

O TI toroidal a ser utilizado deve possuir a sua precisão de medida máxima perto dos 40A de corrente residual.

## 6.2 Neutro com Reactância limitadora a 1000A

Neste caso não é possível garantir a selectividade entre saídas. Deve-se averiguar a adequação deste regime de neutro para Subestações com grandes extensões de rede aérea.

Para a protecção deste sistema podem ser utilizadas as seguintes funções de protecção: MIH-ti; MIHD; e MIH-td. As parametrizações são as seguintes:

|                 |               |          |
|-----------------|---------------|----------|
| <b>MIH – ti</b> | $\alpha$      | 1        |
|                 | $\beta$       | 13,5     |
|                 | $I_{op}$      | 2,5 A    |
|                 | $TM$          | 0,5      |
| <b>MIHD</b>     | $I_{op}$      | 40 A     |
|                 | Ângulo        | 15°      |
|                 | $(V_h)_{min}$ | 2% $V_N$ |
|                 | $T_{op}$      | 0,1s     |
| <b>MIH – td</b> | $I_{op}$      | 400 A    |
|                 | $T_{op}$      | 0,1s     |

Tabela 10 – Resumo das regulações das protecções contra defeitos à terra para um regime de neutro de reactância limitadora a 1000A

Neste caso é possível que por vezes não seja garantida a selectividade e que por vezes não sejam garantidos os tempos de eliminação de defeito expressos na Figura 18.

A representação gráfica destas funções de protecção é muito semelhante à apresentada na Figura 67.

O TI toroidal a ser utilizado deve possuir a sua precisão de medida máxima perto dos 40A de corrente residual.

## 6.3 Neutro com Resistência limitadora

Neste caso utilizam-se 3 funções de protecção: MIH-ti; MIHD; e MIH-td. As parametrizações são as seguintes:

|                 |          |       |
|-----------------|----------|-------|
| <b>MIH – ti</b> | $\alpha$ | 1     |
|                 | $\beta$  | 13,5  |
|                 | $I_{op}$ | 2,5 A |
|                 | $TM$     | 0,5   |

|                 |                       |                  |
|-----------------|-----------------------|------------------|
| <b>MIHD</b>     | <i>I<sub>op</sub></i> | 40 A             |
|                 | Ângulo                | 45°              |
|                 | $(V_h)_{\min}$        | 2%V <sub>N</sub> |
|                 | <i>T<sub>op</sub></i> | 0,1s             |
| <b>MIH – td</b> | <i>I<sub>op</sub></i> | 120 A            |
|                 | <i>T<sub>op</sub></i> | 0,1s             |

Tabela 11 – Resumo das regulações das protecções contra defeitos à terra para um regime de neutro de resistência limitadora a 300A

A representação gráfica destas funções de protecção é muito semelhante à apresentada na Figura 67.

O TI toroidal a ser utilizado deve possuir a sua precisão de medida máxima perto dos 40A de corrente residual.

## 6.4 Neutro Isolado

Neste caso utilizam-se 3 tipos de função de protecção: MIH-ti; MIHD; e MIH-td. As parametrizações são as expressas na Tabela 12.

O TI toroidal a ser utilizado deve possuir a sua precisão de medida máxima perto dos 40A de corrente residual. O erro de ângulo no caso do regime de neutro isolado não é tão importante como na Reactância de Neutro uma vez que a característica da linha defeituosa se encontra desfasada de 180° da característica da linha (em média).

|                 |                       |                  |
|-----------------|-----------------------|------------------|
| <b>MIH – ti</b> | $\alpha$              | 1                |
|                 | $\beta$               | 13,5             |
|                 | <i>I<sub>op</sub></i> | 2,5 A            |
|                 | <i>T<sub>M</sub></i>  | 0,5              |
| <b>MIHD 1</b>   | <i>I<sub>op</sub></i> | 2,5 A            |
|                 | Ângulo                | 90°              |
|                 | $(V_h)_{\min}$        | 5%V <sub>N</sub> |
|                 | <i>T<sub>op</sub></i> | 0,4s             |
| <b>MIHD 2</b>   | <i>I<sub>op</sub></i> | 40 A             |
|                 | Ângulo                | 90°              |
|                 | $(V_h)_{\min}$        | 5%V <sub>N</sub> |
|                 | <i>T<sub>op</sub></i> | 0,1s             |
| <b>MIH – td</b> | <i>I<sub>op</sub></i> | 120 A            |
|                 | <i>T<sub>op</sub></i> | 0,1s             |

Tabela 12 – Resumo das regulações das protecções contra defeitos à terra para um regime de neutro isolado

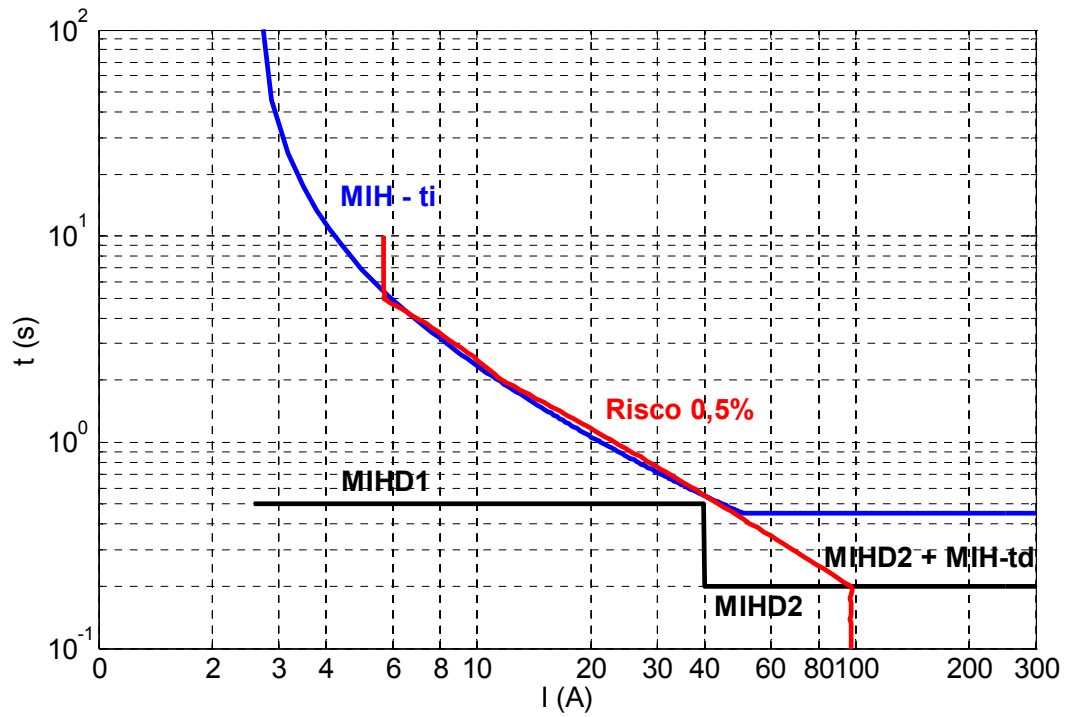


Figura 68 – Representação gráfica do sistema de proteções proposto para protecção contra defeitos à terra para neutro isolado (incluiu-se o tempo de abertura do disjuntor)

## **7 Trabalhos futuros**

Os trabalhos futuros identificados no decurso desta tese são:

1. Determinação de características operacionais da protecção de MIHD mais ajustadas à teoria exposta em 5.3 e 5.4 do que as presentemente utilizadas;
2. Verificar a influência da utilização de estimadores para a redução dos erros intrínsecos ao processo de medição da potência residual pela protecção de MIHD;
3. Explorar outras formas de determinar a direccionalidade dos defeitos Fase-Terra recorrendo, por exemplo, à comunicação de correntes residuais entre protecções.



## 8 Conclusões

Para garantir a segurança de pessoas em redes MT, o sistema de protecções deve cumprir os seguintes requisitos:

- Detectar defeitos à terra com correntes superiores a 5,7 A e eliminá-los nos tempos apresentados na Figura 18 (estes variam entre 5s e 0,2s);
- Detectar defeitos à terra com correntes superiores a 97 A e eliminá-los, desejavelmente, em tempos inferiores a 0,2s;
- Detectar e eliminar defeitos do tipo “Cross-Country”, desejavelmente, em tempos inferiores a 0,2s;
- Detectar condutores partidos na rede. Sobretudo se a corrente de defeito destes for superior a 7,1A.

Nos resultados apresentados na Figura 18 não se considerou a probabilidade de ocorrência de um contacto entre uma pessoa e um apoio MT, nem a probabilidade de nesse instante ocorrer um defeito. A consideração destas probabilidades, e a definição do nível de risco compatível, poderá conduzir à alteração da curva tempo vs. corrente apresentada.

Com os regimes de neutro existentes em Portugal, é possível cumprir, de forma geral, a maioria dos requisitos com funções de protecção normalizadas e as regulações propostas neste documento (ver secção 6). O esquema de protecções utilizado, contempla a utilização de uma função MIH de tempo inverso, uma MIHD de tempo constante e uma segunda MIH de tempo constante. Contudo existem algumas situações em que não é possível garantir a selectividade entre protecções:

- No regime de neutro com reactância limitadora de 1000A, a protecção de MIHD poderá não permitir a distinção entre defeitos de 40A e contribuições capacitivas para defeitos noutras saídas;
- No regime de neutro isolado, a curva de tempo inverso não garante a selectividade uma vez que esta depende das contribuições capacitivas das saídas sãs. A protecção de MIHD também poderá não ser selectiva.

No decurso da análise ao funcionamento da protecção MIHD identificaram-se várias oportunidades de melhoria:

- Utilização de estimadores para reduzir os erros inerentes ao funcionamento da MIHD tornando-a mais precisa;
- Alteração das actuais características operacionais da protecção de MIHD.

Com a tecnologia actual o sistema proposto é o que permite alcançar o maior número de requisitos. Contudo, existem algumas situações que, muito provavelmente, não serão detectadas:

- Detecção de Condutores partidos do lado da carga, interrompidos ou caídos sobre uma superfície com solo muito resistivo. Tratam-se de defeitos muito resistivos e difíceis de detectar com funções de protecção normalizadas.

Actualmente existem tecnologias promissoras a nível da detecção de condutores partidos. Contudo, ainda não existe experiência em Portugal com estas tecnologias para determinar a sua eficácia em situação real.

## 9 Bibliografia

- [1] Pinto de Sá, J.L., "Textos de Apoio à cadeira de Protecções e Automação em Sistemas de Energia", - , Lisboa, Portugal, 1993.
- [2] Pinto de Sá, J.L., 1994, "Stochastic analysis in the time domain of very high speed digital distance relays. I: Theory", IEE proceedings in Generation, transmission and distribution, vol. 141, no3, pp. 161-168.
- [3] Pinto de Sá, J.L., 1994, "Stochastic analysis in the time domain of very high speed digital distance relays. II: Illustrations", IEE proceedings in Generation, transmission and distribution, vol. 141, no3, pp. 169-176.
- [4] Pinto de Sá J., Louro M., Dias P., 2007, "Earth Fault Protection in aerial MV Networks: Speed vs. Sensitivity", CIRED 19th International Conference on Electricity Distribution, paper 0345.
- [5] Pinto de Sá J.L., "Textos de Apoio à cadeira TECNOLOGIAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA", - , Lisboa, Portugal, 2008.
- [6] Louro M., Pinto de Sá J., 2007, "Evaluation of Protection Approaches to Detect Broken Conductors in Distribution Networks", CIRED 19th International Conference on Electricity Distribution, paper 0023.
- [7] IEC, 2000, "CEI/IEC 60479-1 – Effects of current on human beings and livestock", IEC, Geneva, Switzerland.
- [8] IEEE, 2000, "IEEE Std 80-2000 Guide for safety in AC substation grounding", IEEE, New York, USA.
- [9] Nahman J., 1990, "Assessment of the risk of fatal electric shocks inside a Substation and in nearby exposed areas ", IEEE Transactions on Power Delivery. vol. 5 n°4, 1794-1801.
- [10] Dawalibi F., 1990, "Validity of conventional approaches for calculating body currents resulting from electric shocks", IEEE Transactions on Power Delivery. vol. 5 n°2, 613-626.
- [11] Lee W., Biegelmeier G., 1980, "New considerations on the threshold of ventricular fibrillation", IEEE Proceedings. vol. 127 n°2.
- [12] Carman W., Mukhedkar D., 1990, "Practical touch potential criteria for Australian Electric Power Distribution", IEEE Transactions on Power Delivery. vol.5 n°4, 2063-2071.
- [13] Patterson R., Tyska W., Russel B., Aucoin B., 1994, "A Microprocessor based digital feeder monitor with high impedance fault detection", Forty-Seventh Annual Conference for Protective Relay Engineers at Texas A&M University, disponível em: <http://www.geindustrial.com/multilin>.
- [14] Depew A., Parsick J., et al, 2006, "Field Experience with High-Impedance Fault Detection Relays", IEEE 2006 T&D conference, paper 486.

- [15] Hänninen S., 2001, "Single phase earth faults in high impedance grounded networks - Characteristics, indication and location", pHd Thesis, VTT, publication 453.
- [16] Dupraz J.P., "Transformateurs de mesure: Généralités; Théorie; Fonctionnement", TECHNIQUES DE L'INGENIEUR, doc D4720.
- [17] Proudfoot D., "UCA and 61850 for dummies", Siemens Power Transmission and Distribution.
- [18] Leitloff V., Pierrat L., Feuillet R., Mar/Apr 1994, "Study of the Neutral-to-Ground Voltage in a Compensated Power System", European Transactions in Electric Power, vol. 4 n° 2, pp 145-153.
- [19] Leitloff V., Feuillet R., Griffel D., Jan/Fev 1997, "Detection of Resistive Single-Phase Earth Faults in a Compensated Power-Distribution System", European Transactions in Electric Power, vol. 7 n° 1, pp 145-153.
- [20] Hardle W., Simar L., Abril 2004, "Applied Multivariate Statistical Analysis", MD Tech.
- [21] [http://www-fp.mcs.anl.gov/ccst/research/reports\\_pre1998/comp\\_bio/electroporation/](http://www-fp.mcs.anl.gov/ccst/research/reports_pre1998/comp_bio/electroporation/)
- [22] <http://www.powermag.com/archive/2007/february/images/24-03.jpg>
- [23] Lee C.H., Meliopoulos A., 1999, "Comparison of touch and step voltages between IEEE Std 80 and IEC 479-1", IEE Proceedings in Generation, Transmission and Distribution. vol. 146 n°5, 593-601.
- [24] Lee R., October 2003, "Electrical Injury: Mechanisms, Manifestations, and Therapy", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. Vol. 10, No. 5, pp. 810-819.
- [25] Willheim R., Waters M., 1956, "Neutral Grounding in High-Voltage Transmission", Elsevier Publishing Company, Holanda.
- [26] Stokes A., Sweeting D., January/ February 2006, "Electrical Arcing Burn Hazards", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 42 No. 1.
- [27] Tsong T., Agosto 2001, "Electroporation of cell membranes", Biophysics Journal, Vol. 60, pp 297-306.
- [28] Carman W., Woodhouse D., 2000, "Performance Evaluation of Series Impedance Insulation Used as Earthing System Safety Mitigation Measures", IEEE Transactions on Power Delivery, 1353-1358.
- [29] Biegelmeier G, Lee R. "New considerations on the threshold of ventricular fibrillation", IEE Proceedings Vol 127, No 2, Pt A, March 1980.
- [30] Klügel T., Harnisch G., Harnisch M., "Measuring integral soil moisture variations using a geoelectrical resistivity meter".
- [31] "Perfil Climático de Portugal Continental 1961-1990", disponível em [www.meteo.pt](http://www.meteo.pt).
- [32] Relatório LABELLEC RL06-12 DED-PT, relatório interno da EDP.

[33] Nahman J.M., November 1990, "Assessment of the risk of fatal electric shocks inside a substation and in nearby exposed areas", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5 N° 4, 1794-1801.

[34] Yu L., Chow M., 1998, "Safety and Ground Fault Protection in Electrical Systems", IEEE Industry Applications Magazine, 32-36.

## Anexo A - Erros de medida das protecções

### A.1 Erro de medida associados à protecção de MIH-td

Os erros de medida das protecções dependem do tipo de protecção que é utilizado. Dado que o objectivo é determinar o erro máximo das protecções para efeitos de determinação de regulações, apresentam-se os erros de vários modelos de protecção existentes no mercado (ver Tabela 13).

|                         | <b>ABB<br/>REF 545</b>               | <b>AREVA<br/>MICOM<br/>P125</b> | <b>EFACEC<br/>TPU S410</b> | <b>GE<br/>F60</b>  | <b>Schweitzer<br/>SEL 315</b>   | <b>Siemens<br/>7SJ64</b>        |
|-------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|----------------------------|--------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| <i>Erro de corrente</i> | $\pm 2,5\%I_{op}$<br>$\pm 0,05\%I_N$ | $\pm 2\%I_{op}$                 | $\pm 3\%I_{op}$            | $\pm 1,5\% I_{op}$ | $\pm 3\%I_{op}$<br>$\pm 1\%I_N$ | $\pm 2\%I_{op}$<br>$\pm 1\%I_N$ |
| <i>Erro de Tempo</i>    | $\pm 2\%T_{op} \pm$<br>0,02s         | $\pm 2\%T_{op} \pm$<br>0,05s    | $\pm 0.01s$                | $\pm 3,5\% T_{op}$ | $\pm 0,1\%T_{op} \pm$<br>0,005s | $\pm 1\%T_{op}$<br>$\pm 0,01s$  |

Tabela 13 – Erros de medida associados à protecção de MIH-td para vários modelos de protecção

Verifica-se que no pior caso o erro da protecção a nível de corrente é dado por:

$$e_I = 3\%I + 1\%I_N$$

O erro de temporização é dado por:

$$e_t = 3,5\%T_{op} + 0,05$$

### A.2 Erro de medida associados à protecção de MIH-ti

No caso das protecções com característica de tempo inverso a temporização da protecção depende dos erros na medição do tempo e da corrente. Os erros reportados pelos fabricantes de protecções para determinados modelos encontram-se expressos na Tabela 14.

|                         | <b>ABB<br/>REF 545</b>               | <b>AREVA<br/>MICOM<br/>P125</b> | <b>EFACEC<br/>TPU S410</b>   | <b>GE<br/>F60</b>  | <b>Schweitzer<br/>SEL 315</b>   | <b>Siemens<br/>7SJ64</b>        |
|-------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|------------------------------|--------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| <i>Erro de corrente</i> | $\pm 2,5\%I_{op}$<br>$\pm 0,05\%I_N$ | $\pm 2\%I_{op}$                 | $\pm 3\%I_{op}$              | $\pm 1,5\% I_{op}$ | $\pm 3\%I_{op}$<br>$\pm 1\%I_N$ | $\pm 2\%I_{op}$<br>$\pm 1\%I_N$ |
| <i>Erro de Tempo</i>    | -                                    | $\pm 5\%T_{op} \pm$<br>0,05s    | $\pm 3\%T_{op} \pm$<br>0,01s | $\pm 3\% T_{op}$   | $\pm 4\%T_{op} \pm$<br>0,03s    | $\pm 5\%T_{op}$<br>$\pm 2\% I$  |

Tabela 14 – Erros de medida associados à protecção de MIH-ti para vários modelos de protecção

Verifica-se que no pior caso o erro da protecção a nível de corrente é dado por:

$$e_I = 3\%I + 1\%I_N$$

O erro de temporização é dado por:

$$e_t = 5\%T_{op} + 2\%I$$

### A.3 Erro de medida associados à protecção de MUH

Os valores dos erros de medida associados à protecção de MUH para vários fabricantes encontram-se na Tabela 15.

|                | <b>ABB<br/>REF 545</b>            | <b>AREVA<br/>MICOM<br/>P125</b> | <b>EFACEC<br/>TPU S410</b> | <b>GE<br/>F60</b>  | <b>Schweitzer<br/>SEL 315</b>     | <b>Siemens<br/>7SJ64</b>       |
|----------------|-----------------------------------|---------------------------------|----------------------------|--------------------|-----------------------------------|--------------------------------|
| Erro de tensão | $\pm 2,5\%U_{op}$<br>$\pm 1\%U_N$ | $\pm 2\%U_{op}$                 | $\pm 2\%U_{op}$            | $\pm 0,5\%U_{op}$  | $\pm 5\%U_{op}$                   | $\pm 3\%U_{op}$                |
| Erro de Tempo  | $\pm 2\%T_{op} \pm$<br>$0,02s$    | $\pm 2\%T_{op} \pm$<br>$0,05s$  | $\pm 0.01s$                | $\pm 3,5\% T_{op}$ | $\pm 0,1\%T_{op} \pm$<br>$0,005s$ | $\pm 1\%T_{op}$<br>$\pm 0,01s$ |

Tabela 15 – Erros de medida associados à protecção de MUH para vários modelos de protecção

Verifica-se que no pior caso (excepto a SEL 315 uma vez que não tem implantação no mercado português) o erro da protecção a nível de tensão é dado por:

$$e_U = 3\%U$$

O erro de temporização é dado por:

$$e_t = 3,5\%T_{op} + 0,05$$

### A.4 Erro de medida associados à protecção de MIHD

A protecção de MIHD é tratada pela maioria dos fabricantes como uma protecção de MIH com restrição pelo ângulo entre a corrente e a tensão. Os dados relativos aos erros de corrente e temporização são semelhantes às da MIH-td (ver tabela seguinte).

|                  | <b>ABB<br/>REF 545</b>               | <b>AREVA<br/>MICOM<br/>P125</b> | <b>EFACEC<br/>TPU S410</b> | <b>GE<br/>F60</b>  | <b>Schweitzer<br/>SEL 315</b>     | <b>Siemens<br/>7SJ64</b>        |
|------------------|--------------------------------------|---------------------------------|----------------------------|--------------------|-----------------------------------|---------------------------------|
| Erro de corrente | $\pm 2,5\%I_{op}$<br>$\pm 0,05\%I_N$ | $\pm 2\%I_{op}$                 | $\pm 3\%I_{op}$            | $\pm 1,5\% I_{op}$ | $\pm 3\%I_{op}$<br>$\pm 1\%I_N$   | $\pm 2\%I_{op}$<br>$\pm 1\%I_N$ |
| Erro de tensão   | $\pm 2,5\%U_{op}$<br>$\pm 1\%U_N$    | -                               | -                          | -                  | -                                 | -                               |
| Erro de Tempo    | $\pm 2\%T_{op} \pm$<br>$0,02s$       | $\pm 2\%T_{op} \pm$<br>$0,05s$  | $\pm 0.01s$                | $\pm 3,5\% T_{op}$ | $\pm 0,1\%T_{op} \pm$<br>$0,005s$ | $\pm 1\%T_{op}$<br>$\pm 0,01s$  |
| Ângulo           | $\pm 2^\circ$                        | $\pm 2^\circ$                   | -                          | $\pm 2^\circ$      | -                                 | $\pm 3^\circ$                   |

Tabela 16 – Erros de medida associados à protecção de MIHD para vários modelos de protecção

Verifica-se que no pior caso (excepto a SEL 315 uma vez que não tem implantação no mercado português), o erro da protecção a nível de corrente é dado por:

$$e_{PI} = 2,5\%I + 1\%I_N$$

O erro de temporização é dado por:

$$e_t = 3,5\%T_{op} + 0,05$$

O erro de medida associado ao ângulo é, no pior caso, de:

$$e_{\delta} = 3^{\circ}$$

Considerando os erros de medida de tensão e de corrente o desvio padrão dos erros de amplitude e fase da tensão e corrente é dado por (considera-se que a média dos erros é nula):

$$\sigma_{e_i} = \frac{0,025}{\sqrt{3}} = 0,0144 \quad (6.1)$$

$$\sigma_{\delta_{PI}} = \frac{2}{180} \pi \frac{1}{\sqrt{3}} = 0,0202 \quad (6.2)$$

Considerou-se que o erro de fase máximo é de 2°.

No caso da tensão residual, os desvios padrão (determinados considerando os valores de erro associados à protecção de MUH) são:

$$\sigma_{e_v} = \frac{0,03}{\sqrt{3}} = 0,0173 \quad (6.3)$$

$$\sigma_{\delta_v} = \frac{2}{180} \pi \frac{1}{\sqrt{3}} = 0,0202 \quad (6.4)$$

## Anexo B - Erros de medida de TTs e TIs

### B.1 Erros de TTs

A norma CEI 60044-2 define duas classes para TTs de protecção: a classe 3P e a classe 6P. Estas diferem apenas na precisão que apresentam sendo a classe 3P a mais precisa. Os erros são definidos em termos de fase e amplitude e em termos de regime permanente e encontrando-se expressos na tabela seguinte:

|                               |                             | 3P | 6P  |
|-------------------------------|-----------------------------|----|-----|
| $0,02V_N \leq V \leq 0,05V_N$ | $\varepsilon_{m\acute{a}x}$ | 6% | 12% |
|                               | $\delta_{m\acute{a}x}$      | 4° | 8°  |
| $V \geq 0,05V_N$              | $\varepsilon_{m\acute{a}x}$ | 3% | 6%  |
|                               | $\delta_{m\acute{a}x}$      | 2° | 4°  |

Tabela 17 – Erros máximos de medida dos TTs impostos pela norma CEI 60044-2

Admitindo que estes erros seguem uma distribuição uniforme, situação pessimista, os desvios padrão dos erros são os expressos na tabela seguinte:

|                               |                      | 3P     | 6P     |
|-------------------------------|----------------------|--------|--------|
| $0,02V_N \leq V \leq 0,05V_N$ | $\sigma_\varepsilon$ | 0,0346 | 0,0693 |
|                               | $\sigma_\delta$      | 0,0403 | 0,0806 |
| $V \geq 0,05V_N$              | $\sigma_\varepsilon$ | 0,0173 | 0,0346 |
|                               | $\sigma_\delta$      | 0,0202 | 0,0403 |

Tabela 18 – Desvios padrão de medida dos TTs impostos pela norma CEI 60044-2

Apesar de a norma CEI definir os erros de amplitude e de fase de forma separada na prática existe uma correlação entre estes. Na Figura 69 apresenta-se o esquema eléctrico equivalente de um TT e aparelhos de medida (representados pela sua carga  $Z'_s$ ).

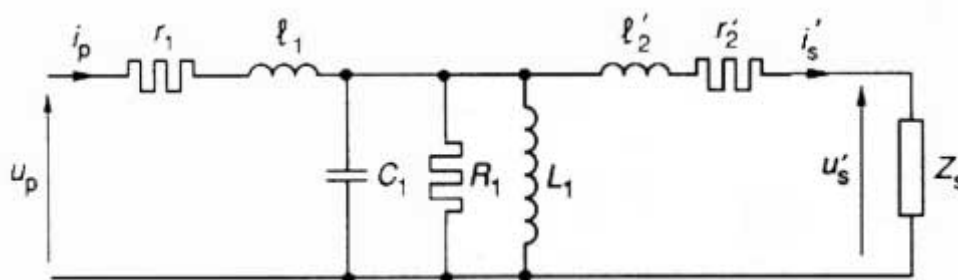


Figura 69 – Esquema eléctrico equivalente de TT (extraído de [16])

Os erros de fase e de amplitude de um TT, considerando desprezáveis as capacidades entre espiras e as perdas no ferro, são (ver referência [16]):



$$\varepsilon = 100 \left( K_n \frac{n_2}{n_1} - 1 - \frac{l_1}{L_1} \right) - 100 \frac{R_a R_s + R_b L_s \omega}{R_s^2 + L_s^2 \omega^2} \quad (7.1)$$

$$\delta = \frac{10,8 * 10^3}{\pi} \frac{r_1}{\omega L_1} - \frac{10,8 * 10^3}{\pi} \frac{R_b R_s - R_a L_s \omega}{R_s^2 + L_s^2 \omega^2} \quad (7.2)$$

Em que,

$$K_n = \frac{V_{\text{primário}}}{V_{\text{secundário}}}$$

$n_2$  – número de espiras do secundário

$n_1$  – número de espiras do primário

$$R_a = r_1 \left( \frac{l_1 + L_2}{L_1} \right) + r_2 \left( 1 + \frac{l_1}{L_1} \right)$$

$$R_b = l_2 \omega \left( 1 + \frac{l_1}{L_s} \right) + l_1 \omega \left( \frac{n_1}{n_2} \right)^2 - \frac{r_1 r_2}{L_1 \omega}$$

Verifica-se que o erro de fase e de amplitude depende dos mesmos factores, logo, estão correlacionados.

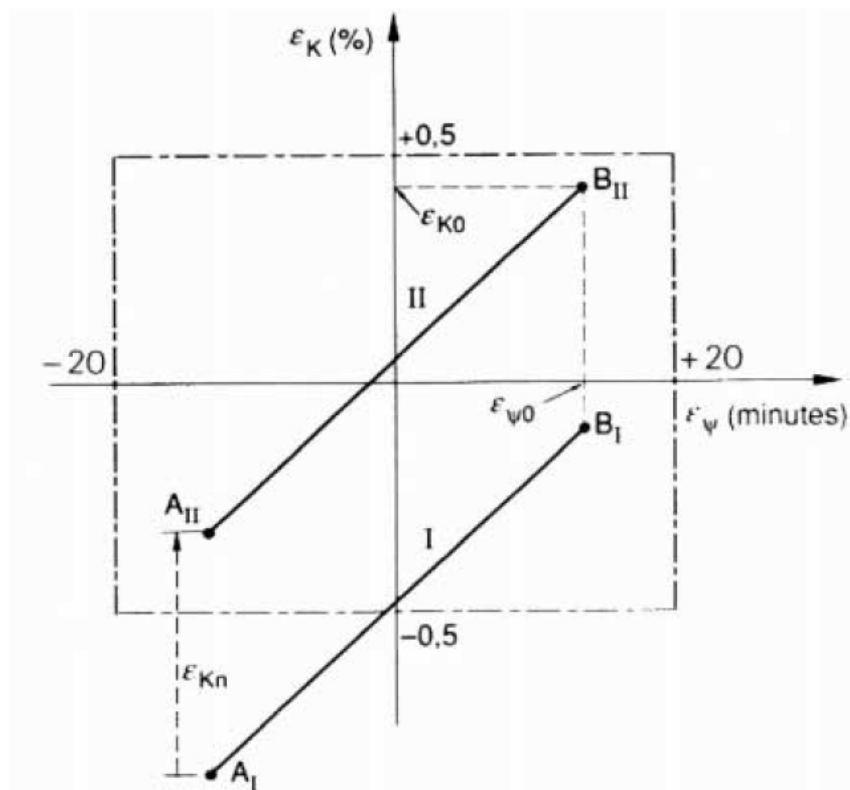


Figura 70 – Relação entre o erro de amplitude e de fase de um TT por variação da carga (extraído de [16])

Na Figura 70 é possível observar uma relação linear entre o erro de fase e de amplitude através da variação da carga. Para um TT de características desconhecidas é possível afirmar que existe uma forte correlação entre os erros de amplitude e de fase.

A correlação é definida por:

$$\rho_{XY} = \frac{COV(X,Y)}{\sigma_X \sigma_Y} \quad (7.3)$$

Ou seja,

$$COV(X,Y) = \rho_{XY} \sigma_X \sigma_Y \quad (7.4)$$

Neste caso,

$$\rho_{XY} \approx 1 \quad (7.5)$$

Então, para um TT da classe 3P a medir tensões superiores a  $5\%V_N$ , a correlação será de:

$$COV(\varepsilon, \delta) = \sigma_\varepsilon \sigma_\delta = 0,0173 * 0,0202 = 3,495 * 10^{-4}$$

## B.2 Erros de TIs

A norma CEI 60044-1 define duas classes para TIs de protecção: a classe 5P e a classe 10P. Estas diferem apenas na precisão que apresentam, sendo a classe 5P a mais precisa. Os erros são definidos em termos de fase e amplitude em termos de regime permanente encontrando-se expressos na tabela seguinte:

|                             | <b>5P</b> | <b>10P</b> |
|-----------------------------|-----------|------------|
| $\varepsilon_{m\acute{a}x}$ | 1%        | 3%         |
| $\delta_{m\acute{a}x}$      | 1°        | -          |

Tabela 19 – Erros máximos de medida dos TIs impostos pela norma CEI 60044-1 perto da corrente nominal

Admitindo que estes erros seguem uma distribuição uniforme, situação pessimista, os desvios padrão dos erros são os expressos na tabela seguinte:

|                      | <b>5P</b> | <b>10P</b> |
|----------------------|-----------|------------|
| $\sigma_\varepsilon$ | 0,0058    | 0,0173     |
| $\sigma_\delta$      | 0,0101    | -          |

Tabela 20 – Desvios padrão de medida dos TIs impostos pela norma CEI 60044-1 com a corrente perto da nominal

## Anexo C - Elipses de Erro

As elipses de erro só são aplicáveis num espaço bi-dimensional ( $\mathbb{R}^2$ ) em espaços de maiores dimensões são denominadas de elipsóides.

No caso unidimensional a função de densidade de probabilidade de uma distribuição normal (ou Gaussiana) é:

$$p(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (8.1)$$

No caso bidimensional esta é descrita por:

$$p(\bar{x}) = \frac{1}{(2\pi)^N \sqrt{|C_x|}} e^{-\frac{1}{2}(\bar{x}-\bar{\mu})^T C_x^{-1}(\bar{x}-\bar{\mu})} \quad (8.2)$$

Em que,

$\bar{x}$  - Vector das incógnitas

$\bar{\mu}$  - Vector da média da distribuição

$C_x$  - Matriz das covariâncias do sistema (simétrica)

Os contornos equipotenciais são obtidos através da resolução da seguinte equação (considera-se que o vector médio é nulo por comodidade):

$$\bar{x} C_x^{-1} \bar{x} = k \quad (8.3)$$

Em que,

$k$  – constante que indica o grau de probabilidade

A matriz inversa das covariâncias pode ser descrita pela seguinte equação:

$$C_x^{-1} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix} \quad (8.4)$$

Substituindo a equação (8.4) na equação (8.3) e expandindo-a obtém-se:

$$\bar{x} C_x^{-1} \bar{x} = k \Leftrightarrow \begin{bmatrix} x & y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x \\ y \end{bmatrix} = a_{11}x^2 + 2a_{12}xy + a_{22}y^2 = k \quad (8.5)$$

Observando a equação (8.5) verifica-se que o perfil equiprovável de uma distribuição é representado, no plano, por uma elipse. A equação (8.5) representa a equação que define uma elipse. Nesta matriz  $a_{21} = a_{12}$  uma vez que a matriz  $C_x$  é simétrica (a sua inversa também é simétrica).

As variáveis podem ser correlacionadas ou não correlacionadas. Se a matriz das covariâncias for do tipo diagonal, então as grandezas não são correlacionadas (ver Figura 71). Se por outro lado, os factores  $a_{12}$  e  $a_{21}$  forem não nulos as grandezas são correlacionadas (ver Figura 72).

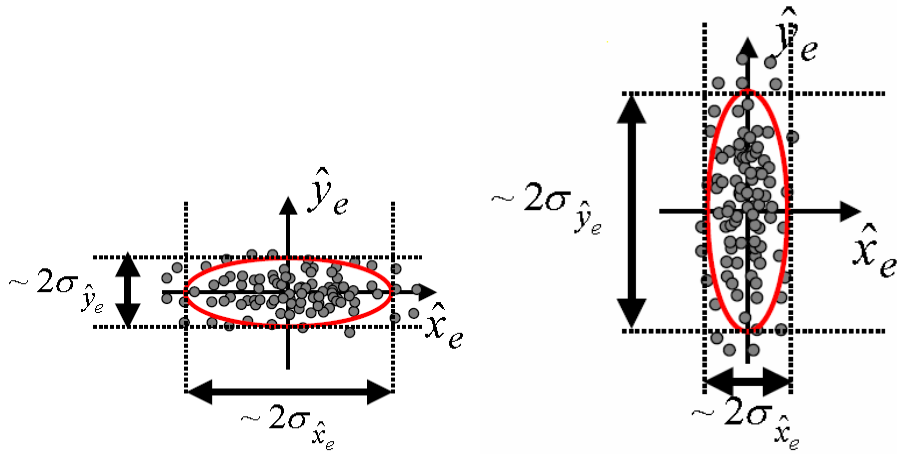


Figura 71 – Exemplo de duas variáveis ( $x_e$  e  $y_e$ ) não correlacionadas

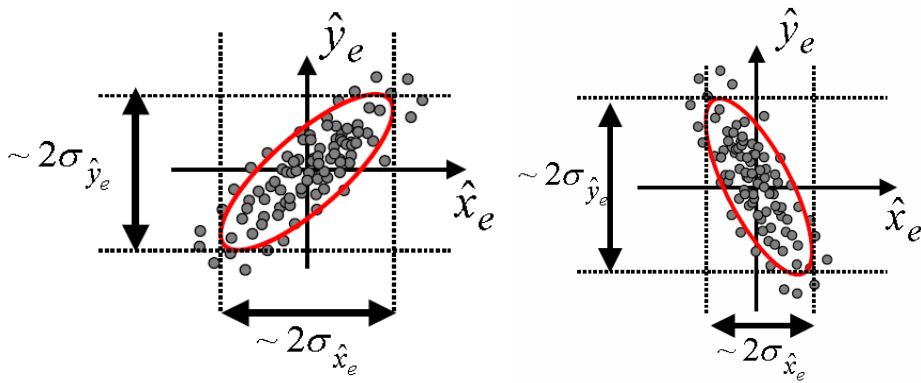


Figura 72 – Exemplo de duas variáveis ( $x_e$  e  $y_e$ ) correlacionadas

A correlação entre variáveis também tem o efeito de “encolher” a elipse (ver Figura 73).

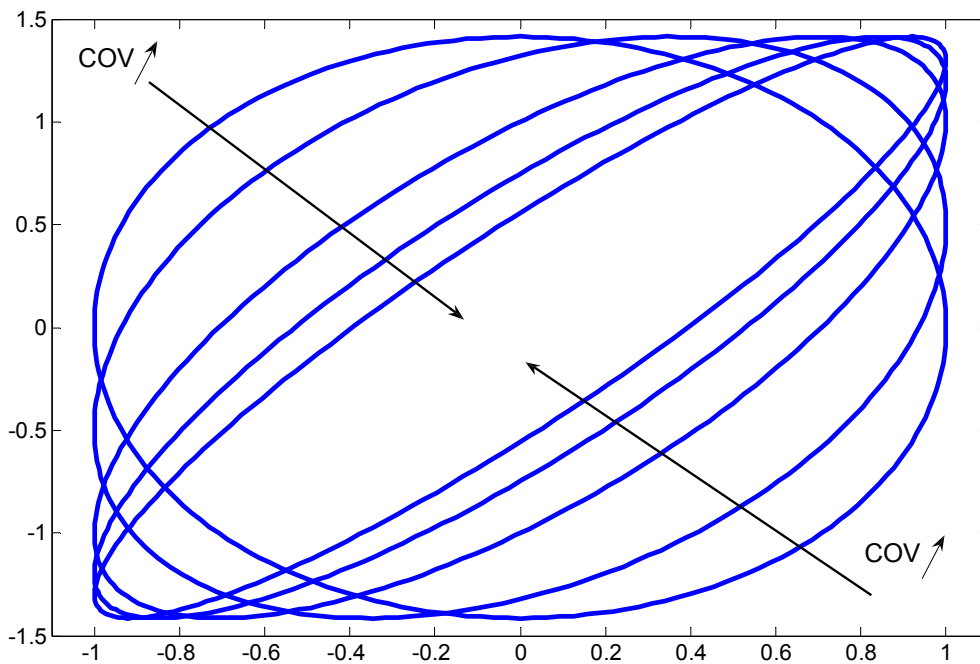


Figura 73 – Efeito da correlação da forma da elipse

Também é possível provar que a elipse pode ser construída de acordo com a elipse apresentada na Figura 74.

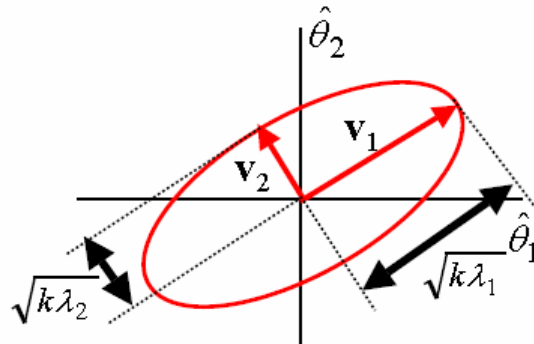


Figura 74 – Exemplo da construção da elipse de erro

Na figura anterior:

$\mathbf{v}_1$  – Vector próprio associado a  $\lambda_1$

$\mathbf{v}_2$  – Vector próprio associado a  $\lambda_2$

$\lambda_1$  – Valor próprio da matriz  $C_x$  (e não do seu inverso)

$\lambda_2$  – Valor próprio da matriz  $C_x$  (e não do seu inverso)

$k$  – valor que especifica o valor da probabilidade do contorno da elipse

O valor de  $k$  pode ser obtido através da distribuição de  $\chi^2$  para 2 graus de liberdade.

Na tabela seguinte apresentam-se os valores de  $k$  para determinados níveis de confiança.

| Nível de confiança | $k$   | $\sqrt{k}$ |
|--------------------|-------|------------|
| 90%                | 4,60  | 2,14       |
| 99%                | 9,21  | 3,03       |
| 99,5%              | 10,60 | 3,26       |
| 99,9%              | 13,80 | 3,71       |

Tabela 21 – Factores “ $k$ ” da Distribuição  $\chi^2$

## Anexo D - Ligação à terra dos apoios MT em Portugal

Na ligação dos apoios MT à terra são utilizados 2 eléctrodos de terra (de 2m cada um), de cobre ou com a camada exterior de cobre.

A forma de realização da ligação à terra nos apoios MT, em Portugal, encontra-se exemplificada na Figura 75.

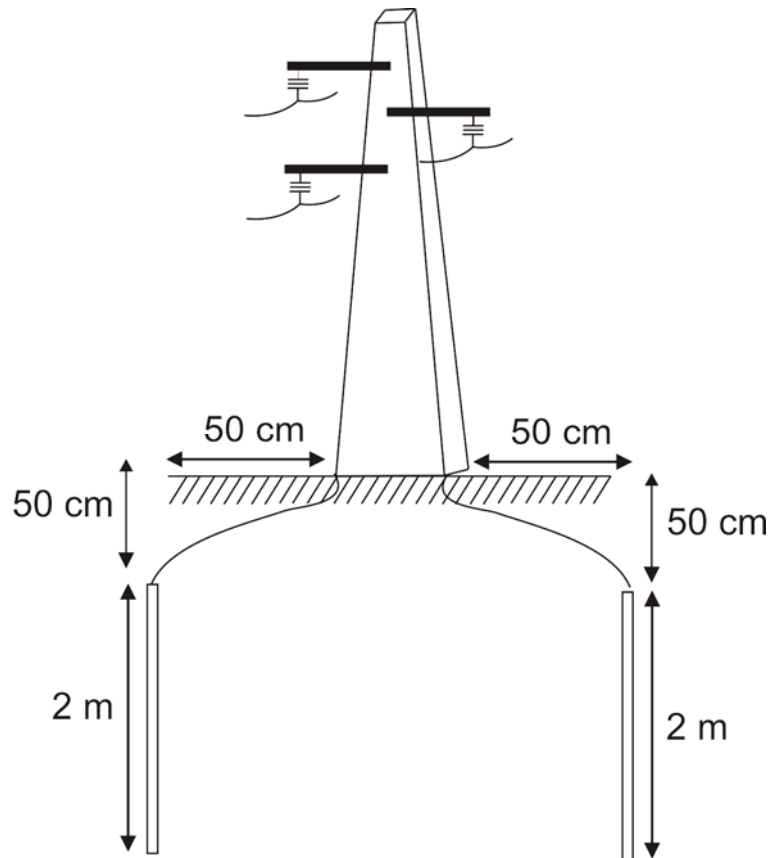


Figura 75 – Exemplo da ligação à terra de um apoio MT

## Anexo E – Matriz de covariâncias

$$\begin{aligned}
 \Sigma_{S_{res}}(1,1) = & [2 SdPI + SeTT + 2 SdTT + SePI + SeTI + 1/2 SePV \cos(aVd) \sin(alres) \\
 & + 1/2 SePV \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 - 3/2 CeePVs \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
 & - 3/2 CeePVs \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 - 1/2 SdTT \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
 & - 1/2 SdTT \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 - 3/2 CddTTs \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
 & - 3/2 CddTTs \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 - 3/2 CeePVs \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
 & - 3/2 CeePVs \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 - 1/2 SdPV \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
 & - 1/2 SdPV \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 - 3/2 CddPVs \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
 & - 3/2 CddPVs \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 - 3/2 CddPVs \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
 & - 3/2 CddPVs \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 + 1/2 SeTT \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
 & + 1/2 SeTT \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 - 3/2 CeeTTs \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
 & - 3/2 CeeTTs \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 + 1/2 SeTT \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
 & + SePV + 2 SdPV + 2 SdTI + 1/2 SeTT \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
 & - 3/2 CeeTTs \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 - 1/2 SdPV \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
 & - 1/2 SdPV \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 - 1/2 SdTT \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
 & - 1/2 SdTT \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 - 3/2 CddTTs \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
 & - 3/2 CddTTs \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 + 1/2 SePV \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
 & + 1/2 SePV \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 - 3/2 CeeTTs \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
 & - 2 SdTI \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 - 2 SdTI \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
 & - 2 SdTI \cos(aVd)^2 \cos(alres) - SePI \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
 & - SePI \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 - SeTI \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
 & - SeTI \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 - 2 SdPI \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
 & - 2 SdPI \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 - 2 SdPI \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
 & - 2 SdPI \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 - 2 SdTI \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
 & - SePI \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 - SePI \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
 & - SeTI \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 - SeTI \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2] V_d^2 I_{res}^2 \\
 & + [4/3 \cos(alres) \sin(alres) CedPVs + 4/3 \cos(alres) \sin(alres) CedTTs \\
 & + 2/3 \cos(alres) \sin(alres) CedPV - 2 \cos(alres) \sin(alres) CedTI \\
 & + 2/3 \cos(alres) \sin(alres) CedTT - 2 \cos(alres) \sin(alres) CedPI \\
 & + 2/3 CddTTs + SdTI + 2/3 CddPVs + 1/3 SdTT + SdPI \\
 & - 1/3 \cos(alres)^2 SdPV + 1/3 \cos(alres)^2 SeTT \\
 & + 2/3 \cos(alres)^2 CeeTTs + \cos(alres)^2 SePI + 2/3 \cos(alres)^2 CeePVs \\
 & + \cos(alres)^2 SeTI + 1/3 \cos(alres)^2 SePV + 1/3 SdPV \\
 & - 2/3 \cos(alres)^2 CddPVs - 1/3 \cos(alres)^2 SdTT \\
 & - 2/3 \cos(alres)^2 CddTTs - \cos(alres)^2 SdTI - \cos(alres)^2 SdPI] V_{res}^2 I_{res}^2
 \end{aligned}$$

$$\Sigma_{Sres} (1, 2) = \Sigma_{Sres} (2, 1) =$$

$$\begin{aligned}
& [- 1/2 \text{ SePI} \sin(2 \text{ alres}) - 1/3 \text{ CeePVs} \sin(2 \text{ alres}) + 1/3 \text{ CedPV} \cos(2 \text{ alres}) \\
& + 1/3 \text{ CddPVs} \sin(2 \text{ alres}) + 2/3 \text{ CedTTs} \cos(2 \text{ alres}) \\
& - \text{CedTI} \cos(2 \text{ alres}) + 1/3 \text{ CddTTs} \sin(2 \text{ alres}) \\
& - 1/3 \text{ CeeTTs} \sin(2 \text{ alres}) + 1/2 \text{ SdTI} \sin(2 \text{ alres}) \\
& + 2/3 \text{ CedPVs} \cos(2 \text{ alres}) + 1/6 \text{ SdPV} \sin(2 \text{ alres}) \\
& + 1/6 \text{ SdTT} \sin(2 \text{ alres}) + 1/3 \text{ CedTT} \cos(2 \text{ alres}) \\
& - 1/2 \text{ SeTI} \sin(2 \text{ alres}) - \text{CedPI} \cos(2 \text{ alres}) + 1/2 \text{ SdPI} \sin(2 \text{ alres}) \\
& - 1/6 \text{ SeTT} \sin(2 \text{ alres}) - 1/6 \text{ SePV} \sin(2 \text{ alres})] V_{res}^2 I_{res}^2 \\
& [-\text{CedTT} - \text{CedPV} + \text{CedTT} \cos(aVd) \cos(alres) + \text{CedTT} \sin(aVd) \sin(alres) \\
& + \text{CedTT} \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 + \text{CedPV} \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
& + \text{CedTT} \cos(aVd)^2 \sin(alres) + \text{CedPV} \cos(aVd)^2 \cos(alres) \\
& + \text{CedPV} \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 + \text{CedPV} \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 + \text{CedTI} \\
& - \text{CedTI} \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 - \text{CedPI} \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
& - \text{CedPI} \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 - \text{CedTI} \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 + \text{CedPI} \\
& - \text{CedTI} \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 - \text{CedTI} \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
& - \text{CedPI} \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 - \text{CedPI} \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2] V_d^2 I_{res}^2
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Sigma_{Sres} (2, 2) = & [\text{SdPI} + 2 \text{ SeTT} + \text{SdTT} + 2 \text{ SePI} + 2 \text{ SeTI} + 2 \text{ SePV} + \text{SdPV} \\
& - \text{SdPI} \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 - \text{SdPI} \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
& - 2 \text{ SeTI} \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 - 2 \text{ SeTI} \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
& - \text{SdTI} \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 - \text{SdTI} \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
& - \text{SdTI} \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 - \text{SdTI} \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
& - 2 \text{ SePI} \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 - 2 \text{ SePI} \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 + \text{SdTI} \\
& + 1/2 \text{ SdTT} \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 + 1/2 \text{ SdTT} \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
& - 3/2 \text{ CddTTs} \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 - 3/2 \text{ CeePVs} \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
& - 1/2 \text{ SePV} \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 - 1/2 \text{ SePV} \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
& - 1/2 \text{ SeTT} \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 - 1/2 \text{ SeTT} \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
& - 3/2 \text{ CeeTTs} \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 - 3/2 \text{ CeeTTs} \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
& - 1/2 \text{ SeTT} \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 - 1/2 \text{ SeTT} \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
& - 3/2 \text{ CeeTTs} \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 - 3/2 \text{ CeeTTs} \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
& - 3/2 \text{ CeePVs} \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 + 1/2 \text{ SdPV} \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
& - 3/2 \text{ CddPVs} \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 - 3/2 \text{ CddPVs} \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
& + 1/2 \text{ SdPV} \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 + 1/2 \text{ SdPV} \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
& - 3/2 \text{ CddPVs} \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 - 3/2 \text{ CddPVs} \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
& + 1/2 \text{ SdTT} \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 + 1/2 \text{ SdTT} \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
& - 3/2 \text{ CddTTs} \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 - 3/2 \text{ CddTTs} \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
& - 3/2 \text{ CddTTs} \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 - 1/2 \text{ SePV} \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
& - 1/2 \text{ SePV} \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 - 3/2 \text{ CeePVs} \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2
\end{aligned}$$



$$\begin{aligned}
& + 1/2 SdPV \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 - 3/2 CeePVs \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
& - SdPI \cos(aVd)^2 \sin(alres)^2 - 2 SeTI \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 \\
& - 2 SeTI \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2 - SdPI \sin(aVd)^2 \cos(alres)^2 \\
& - 2 SePI \sin(aVd)^2 \sin(alres)^2 - 2 SePI \cos(aVd)^2 \cos(alres)^2] V_d^2 I_{res}^2 \\
& + [2 \sin(alres) \cos(alres) CedTI - 2/3 \sin(alres) \cos(alres) CedTT \\
& - 2/3 \sin(alres) \cos(alres) CedPV + 2 \sin(alres) \cos(alres) CedPI \\
& - 4/3 \sin(alres) \cos(alres) CedPVs - 4/3 \sin(alres) \cos(alres) CedTTs \\
& + 2/3 CeePVs + 2/3 CeeTTs + SePI + SeTI + 1/3 SeTT \\
& - 1/3 \cos(alres)^2 SePV + 1/3 \cos(alres)^2 SdTT + \cos(alres)^2 SdTI \\
& + 1/3 \cos(alres)^2 SdPV + 2/3 \cos(alres)^2 CddPVs \\
& + 2/3 \cos(alres)^2 CddTTs + \cos(alres)^2 SdPI + 1/3 SePV \\
& - \cos(alres)^2 SePI - \cos(alres)^2 SeTI - 2/3 \cos(alres)^2 CeePVs \\
& - 2/3 \cos(alres)^2 CeeTTs - 1/3 \cos(alres)^2 SeTT] V_{res}^2 I_{res}^2
\end{aligned}$$