



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

**Departamento de Engenharia Electrotécnica e Automação
Ramo Automação e Electrónica Industrial**

**ESTUDO DO SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DA PROTECÇÃO
DIFERENCIAL DE LINHA E COMPARAÇÃO DIRECCIONAL**

Carlos Manuel Teixeira Fortunato
(Eng.º Electrotécnico)

**DISSERTAÇÃO PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA**

Júri

Presidente: Prof. Doutor Elmano da Fonseca Margato
Orientador: Prof. Doutor Vítor Manuel de Carvalho Fernão Pires
Co-orientador: Prof. José Henrique Querido Maia
Vogais: Prof. Luís José Santos de Sousa Martins

Outubro de 2009

Agradecimentos

A elaboração desta tese só foi possível graças ao apoio que tive de muitas pessoas e às quais agradeço gentilmente a sua disponibilidade.

Os agradecimentos aos Professores Vítor Pires e José Maia da forma como orientaram o trabalho.

Também agradeço a todas as pessoas da Escola Superior de Tecnologia que proporcionaram os meios no laboratório de energia e automação para proceder às simulações necessárias para a elaboração desta tese.

São também dignos de uma nota de apreço a nossa família e os nossos colegas pelo apoio dado e pelo companheirismo ao longo do trabalho.

Finalmente, um grande agradecimento à minha esposa e aos meus filhos.

Resumo

O tema do sistema de automação da protecção diferencial de linha e comparação direccional é merecedor de uma nova abordagem devido às recentes inovações tecnológicas ocorridas desde o aparecimento dos relés digitais e à consequente comunicação entre os sistemas de protecção, em particular na comunicação entre protecções diferenciais de linha.

A protecção diferencial de linha apresenta claras vantagens face às protecções actualmente utilizadas para a protecção de linhas de transmissão e distribuição, tais como, *Protecção de Máximo Intensidade de Fase*, *Máximo Intensidade Homopolar Direccional* e *Protecção de Distância*. Contudo, existem alguns problemas associados a este tipo de protecções, nomeadamente na comunicação entre relés.

Para automação e comunicação de protecções diferenciais de linhas de transmissão, no caso da ocorrência de defeitos na zona protegida pelo sistema de protecção diferencial foi empregue um método inovador para este tipo de sistema.

Uma vez que a eficácia da actuação das protecções diferenciais depende do rigor das variáveis que são necessárias enviar entre protecções que se encontram localizadas em subestações distintas, recorreu-se à utilização de um automatismo para comunicação entre relés suportado pelo desenvolvimento de novos algoritmos para detectar quase instantaneamente um defeito em qualquer zona de protecção de uma linha de transmissão.

Estes algoritmos são baseados na Transformada de *Park*, pelo que, é introduzido um novo conceito neste tipo de protecções. Através destes algoritmos é possível atenuar os problemas associados à protecção diferencial de linha.

No sentido de verificar a aplicabilidade destes algoritmos à protecção diferencial de linha são apresentados diversos casos de estudo. Através dos resultados obtidos também foi possível verificar as vantagens associadas à utilização dos algoritmos propostos.

Palavras-chave: Automação; Protecção Diferencial; Transformada de *Park*.

Abstract

The subject of current differential relaying system for transmission lines and directional comparison deserves a new approach due to the recent technological innovations that occurred since the arrival of the digital relays. These required a consequent communication between the protecting systems, particularly in the communication of transmission lines differential protection.

The differential protection of lines presents obvious advantages when compared to the other type of protections used nowadays for the relaying of distribution and transmission lines, such as, the *Overcurrent Protection*, *Directional Earth-fault Protection* and *Distance Protection*. However there are also some disadvantages related to this type of protection, namely, in the communication between relays.

For the automation and communication of the differential protections of transmission lines, in the case of faults occurrence within the protected zone by the differential relaying system, it was implemented an innovative method.

Because the efficacy of action of the differential relaying depends on the precision of the variables that are needed to send between protection devices, placed in different substations, it was implemented the usage of automation for the communication between the relays. This relaying is supported by the development of new algorithms to detect, almost instantaneously, a fault in any protected location at the transmission line.

These algorithms are based in the *Park* transformation so a new method is introduced in the concept of these types of protections. Using these algorithms it is possible to minimize the associated problems with a differential protection of lines. In order to verify the applicability and the advantages of these algorithms in the differential protection of lines, several case studies are presented in this paper.

Keywords: Automation; Differential Protection; *Park* transformation.

Índice

Agradecimentos	i
Resumo	ii
Abstract	iii
Lista de Figuras	vi
Lista de Tabelas	viii
Lista de abreviaturas	1
1. Introdução	2
1.1 Preâmbulo	2
1.2 Objectivos	3
2. Protecção em linhas de transmissão e distribuição	4
2.1 Caracterização de um sistema de energia eléctrica	4
2.2 Generalidades dos Sistemas de Protecção.....	5
2.2.1 Propriedades das Protecções	5
2.3 Análise do comportamento dos Sistemas de Protecção na rede de transporte	7
2.4 Características das Protecções	14
2.4.1 Funções de protecção - Tipos de relés	15
2.4.2 Tipos de relés do ponto de vista construtivo	21
2.4.3 Critério geral das protecções.....	23
2.4.3.1 Protecção de Máximo Intensidade de Fase	23
2.4.3.2 Protecção de Máximo Intensidade Homopolar	23
2.4.3.3 Protecção de Máximo Intensidade de Fase Direccional.....	25
2.4.3.4 Protecção de Distância	25
2.4.3.4.1 Desempenho da actuação da Protecção de Distância	27
2.4.3.4.2 Limitações associadas ao desempenho da Protecção de Distância.....	28
2.4.3.4.3 Erros de transformação de tensão.....	29
2.5 Protecção Diferencial.....	30
3. Protecção Diferencial e Sistemas de Comunicação	34
3.1 Princípio de funcionamento	35
3.2 Transmissão dos valores medidos.....	36
3.3 Comunicação de dados	37
3.4 Canais de comunicação.....	38
3.4.1 Power Line Carrier.....	38
3.4.2 Micro-ondas	38
3.4.3 Fibra óptica	38
3.4.4 Cabo Piloto	39
3.4.5 Comparação direccional para disparo e bloqueio.....	39
3.5 Análise da sincronização da protecção diferencial de linha	40
3.5.1 Técnicas de medida para sincronização da protecção diferencial	40
3.5.2 Sistemas de medida electromecânicos	41

3.5.3	Sistema de medida estática analógica	41
3.5.4	Sistemas de medida digital.....	42
3.5.5	Protecção diferencial com valor de comparação instantâneo.....	42
3.5.6	Protecção diferencial com comparação por fasores	43
3.5.7	Sincronização dos fasores através do canal de comunicação.....	44
3.6	Compensação da corrente de carga.....	45
3.7	Testes reais de comunicação de protecções diferenciais.....	46
3.8	Protecção Homopolar e comparação direcciona.....	50
4.	Nova abordagem de comunicação e automação da comunicação de protecções diferenciais e comparação direcciona de linha.....	57
4.1	Protecção diferencial de corrente.....	57
4.2	Protecção por comparação direcciona de corrente.....	62
5.	Resultados da simulação	64
5.1	Análise de curto-circuito trifásico.....	64
5.2	Análise de curto-circuito fase-fase.....	65
5.3	Análise de curto-circuito fase-terra.....	66
5.4	Análise da comparação direcciona.....	68
5.5	Análise de curto-circuitos resistivos	69
5.6	Análise de sincronização de sinais.....	70
6.	Conclusões.....	71
7.	Bibliografia.....	72
8.	Anexos	74
8.1	Conversão das grandezas eléctricas pela transformação de park para a comunicação dos sistemas de protecção	74
8.1.1	Componentes simétricas	74
8.1.2	Fator espacial e transformação de coordenadas.....	77
8.1.2.1	Introdução	77
8.1.2.2	Definição de fator	78
8.1.2.3	Fator espacial em referencial $\alpha\beta$	79
8.1.2.4	O valor da constante k	82
8.1.2.5	Transformação de Concordia.....	83
8.1.2.6	Transformação de <i>Clarke</i>	83
8.1.2.7	Representação de um fator em referenciais diferentes	84
8.1.2.8	Transformada de <i>Park</i>	86
8.1.2.9	Representação das Transformadas de <i>Clarke</i> e <i>Park</i>	87
8.2	Erros de medida dos Transformadores de Intensidade e de Tensão.....	89
8.2.1	Erros de medida dos Transformadores de Tensão (TTs)	89
8.2.2	Erros de medida dos Transformadores de Intensidade (TIs).....	90

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Zonas de protecção típicas de uma rede eléctrica	14
Figura 2.2 – Característica tempo / corrente.....	17
Figura 2.3 – Característica de funcionamento de tempo inverso.....	17
Figura 2.4 – Curvas de actuação de tempo inverso	19
Figura 2.5 – Exemplo de coordenação de relés de característica de tempo inverso	19
Figura 2.6 – Característica tempo / corrente.....	20
Figura 2.7 – Característica de funcionamento tempo definido	20
Figura 2.8 – Característica tempo / corrente.....	21
Figura 2.9 – esquema de montagem de protecção MIH e MIF	24
Figura 2.10 – Esquema de montagem de um relé MIH com transformador toroidal	24
Figura 2.11 – Relés primários e secundários para uma falha em F, em rede emalhada.....	25
Figura 2.12 – Esquema simplificado da zona de protecção 1.º escalão da Protecção de Distância.....	26
Figura 2.13 – Medida da tensão para a protecção de distância.....	28
Figura 2.14 – Corrente diferencial / Corrente de restrição	31
Figura 2.15 – a), b): Esquemas de princípio de protecção diferencial de linha	32
Figura 2.16 – Rede emalhada	33
Figura 3.1 – Coordenação entre protecções.....	34
Figura 3.2 – Princípio de funcionamento da Protecção Diferencial de Linha	35
Figura 3.3 – Tipos de Comunicação entre Protecções.....	36
Figura 3.4 – Cálculo do valor eficaz através de amostras	42
Figura 3.5 – Tempos de amostragem e propagação pela técnica “Ping Pong”.....	44
Figura 3.6 – Linha de alta tensão e respectivas capacidades	46
Figura 3.7 – Correntes e tensões de teste injectadas em duas protecções diferenciais	47
Figura 3.8 – Correntes de teste injectadas em duas protecções com ligação por fibra óptica	47
Figura 3.9 – Correntes vectoriais do teste de protecções diferenciais com ligação por fibra óptica	48
Figura 3.10 – Correntes de teste injectadas em duas protecções diferenciais com ligação por X21	49
Figura 3.11 – Correntes vectoriais do teste de protecções diferenciais com ligação por X21	49
Figura 3.12 – Troço de linha com curto-circuito fase-terra	50
Figura 3.13 – Esquema de ligações para curto-circuito fase-terra.....	52
Figura 3.14 – Esquema multifilar de uma rede com curto-circuito fase-terra	53
Figura 4.1 – Esquema da protecção diferencial tradicional.....	57
Figura 4.2 – Aplicação da transformada de Park para comunicação do relé diferencial	58
Figura 4.3 – Característica da protecção diferencial.....	60
Figura 4.4 – Abordagem proposta para o relé diferencial	62

Figura 4.5 – Correntes diferenciais de linha antes e depois de um defeito na fase 3.....	64
Figura 4.6 – Correntes diferenciais após a transformação abc-dqo para um defeito na fase 3	65
Figura 4.7 – Correntes diferenciais de linha antes e depois de um defeito bi-fásico	65
Figura 4.8 – Correntes diferenciais após a transformação abc-dqo para um defeito bi-fásico	66
Figura 4.9 – Correntes diferenciais de linha antes e depois de um defeito fase-terra	67
Figura 4.10 – Correntes diferenciais de linha após a transformação abc-dqo defeito fase-terra	67
Figura 4.11 – Correntes I_{resd} com defeito dentro da zona protegida	68
Figura 4.12 – Correntes I_{resd} com defeito fora da zona protegida	69
Figura 4.13 – Efeito da variação da resistência de defeito sobre a característica diferencial	69
Figura 4.14 – Verificação da sincronização das correntes I_{dif} para um defeito fase-fase	70
Figura A1 – Representação gráfica do sistema homopolar	75
Figura A2 – Representação gráfica do sistema directo.....	75
Figura A3 – Representação gráfica do sistema inverso	75
Figura A4 – Fasores unitários no plano complexo	78
Figura A5 – Composição de um fasor	79
Figura A6 – Fasor em referencial $\alpha\beta$	80
Figura A7 – Fasores em diferentes referenciais	84
Figura A8 – Rotação em torno do eixo o.....	85
Figura A9 – Diagrama fasorial da transformada de Clarke	88
Figura A10 – Diagrama fasorial da transformada de Park	88
Figura A11 – Esquema eléctrico equivalente de um TT (extraído de [24]).....	89

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Evolução do índice de Dependabilidade dos sistemas de protecção de 1999 a 2008	9
Tabela 2.2 – Evolução do índice de Segurança das funções de protecção entre 1999 a 2008	9
Tabela 2.3 – Evolução do índice de Eficácia dos sistemas de protecção de 1999 a 2008	10
Tabela 2.4 – Evolução do índice de Dependabilidade Segurança e Fiabilidade – 2007 a 2008	12
Tabela 2.5 – Características de α e k segundo a norma IEC 60255-3	18
Tabela 3.1 – Ensaio de comunicação de protecções diferenciais com ligação por fibra óptica	48
Tabela 3.2 – Resultado do ensaio de comunicação de protecções diferenciais com ligação por X21	50
Tabela 8.1 – Erros máximos de medida dos TTs impostos pela norma CEI 60044-2	89
Tabela 8.2 – Desvios padrão de medida dos TTs impostos pela norma CEI 60044-2	89
Tabela 8.3 – Erros máximos de medida dos TIs impostos pela norma CEI 60044-1	90
Tabela 8.3 – Erros máximos de medida dos TIs impostos pela norma CEI	91

Lista de abreviaturas

SE	– Subestação
IED	– Dispositivo electrónico inteligente
GPS	– Global Positioning System
SEE	– Sistema de Energia Eléctrica
CA	– Corrente Alternada
CC	– Corrente Contínua
TI	– Transformador de Intensidade
TT	– Transformador de tensão
AT	– Alta Tensão
MT	– Média tensão
MIF	– Protecção de Máximo Intensidade de Fase
MIH	– Protecção de Máximo Intensidade Homopolar
MIFD	– Protecção de Máximo Intensidade de Fase Direccional
MIHD	– Protecção de Máximo Intensidade Homopolar Direccional
SE	– Subestação
CIGRÉ	– International Council on Large Electric Systems
IEEE	– Institute of Electronic and Electrical Engineers
PLC	- Power Line Carrier

1. Introdução

1.1 Preâmbulo

Um Sistema de Energia Eléctrica está directamente co-relacionado com a economia dos países industrializados, devendo-se procurar manter elevados níveis de qualidade e de fiabilidade no transporte e distribuição da energia eléctrica, ou seja, procurar uma elevada continuidade e qualidade no serviço tendo em conta as perturbações que podem ocorrer na rede de energia eléctrica sob a forma de defeitos. No planeamento de um Sistema de Energia Eléctrica ao nível de todos os elementos que o compõem, deve-se assegurar que os efeitos nefastos dos defeitos e condições anormais de funcionamento na rede sejam substantivamente minimizados, para que se garanta um elevado nível de qualidade, que se traduz em benefícios tanto para o fornecedor como para o consumidor.

Actualmente é certo que a energia eléctrica é um dos principais recursos da sociedade moderna e industrializada. Desta forma, a fiabilidade dos Sistemas Eléctricos de Energia, deverá proporcionar uma elevada continuidade e qualidade de serviço, com o intuito de garantir o seu normal funcionamento, mesmo em situações de perturbação. Assim sendo, para se otimizar o investimento num sistema de produção, transmissão, distribuição ou utilização de energia eléctrica é necessário que os Sistemas de Automação e Protecção assegurem a exploração adequada de uma rede eléctrica. Porém tais opções devem assegurar que, os efeitos destrutivos dos curto-circuitos e condições anormais de funcionamento sejam minimizados, sendo portanto, necessário realizar estudos sobre os possíveis defeitos que possam ocorrer nos Sistemas Eléctricos de Energia, de forma, a manter elevados padrões de qualidade e de segurança das redes eléctricas.

A evolução contínua na área das protecções e controlo são pré-requisitos importantíssimos para a eficiente operação e evolução contínua dos sistemas de energia. Para que seja possível conduzir e explorar um Sistema Eléctrico de uma forma segura e eficaz, é necessário que as redes eléctricas estejam dotadas de Sistemas de Protecção adequados às exigências de qualidade e continuidade de serviço. Neste sentido, os Sistemas de Protecção deverão estar dimensionados e automatizados de modo a que os defeitos na rede sejam detectados e eliminados eficazmente no menor tempo possível.

Nas redes de energia eléctrica de distribuição e principalmente de transporte, de topologia essencialmente do tipo anel, o uso da protecção diferencial revela-se de grande importância, visto que as protecções de máxima intensidade, simples ou direccionais, se mostram incapazes de fornecer uma operação selectiva e rápida.

As protecções diferenciais são largamente utilizadas para a protecção de linhas, cabos, equipamentos eléctricos como transformadores e geradores contra falhas internas. As principais razões para a utilização deste tipo de protecção são a sua simplicidade e alta sensibilidade.

A transmissão de dados digitais sobre os cabos de fibra óptica simplificou a utilização de sistemas de protecção de cabos e linhas aéreas de transmissão, substancialmente para melhorar a segurança das protecções daquelas redes. A utilização da fibra óptica para a comunicação digital promove, também, um crescente rigor na transferência de dados de um sistema de protecção. Desse modo, a protecção diferencial também poderá ser aplicado em linhas de grande comprimento, bem como em configurações de sistemas complexos com vários terminais de linha.

1.2 Objectivos

Com a introdução de relés digitais, foi possível implementar esquemas de protecção mais eficazes recorrendo-se a algumas técnicas que podem ser usadas para a protecção de linhas de transmissão utilizando componentes simétricas e outros algoritmos desenvolvidos para o efeito. Além disso, esta tecnologia também permite a implementação de esquemas de comunicação entre sistemas de protecção aplicados às linhas de transmissão, especialmente através de técnicas digitais acopladas às ligações de comunicação de sistemas modernos para a transmissão de dados.

Assim, com o desenvolvimento de relés digitais e tecnologia de comunicação, as protecções diferenciais têm sido muito utilizadas para a protecção de linhas de transmissão e distribuição. No entanto, quando esse tipo de sistema de protecção é aplicado a linhas de transmissão, existem alguns problemas como a falta de sincronização das amostragens, tempo de atraso do canal de comunicação, corrente de carga capacitiva provocada pela própria linha e erros nos transformadores de corrente tornando difícil a comparação de correntes em ambas as extremidades.

Para atenuar os problemas associados à protecção diferencial de linha, pretende-se estabelecer uma nova abordagem para este tipo de protecção. Deste modo, para a protecção diferencial aplicada a linhas de distribuição e transmissão, será utilizado um algoritmo baseado na transformação de *Park* ou *abc-dqo*, a fim de transformar um sistema de grandezas vectoriais trifásicas num referencial ortogonal que roda a uma determinada velocidade angular.

2. Protecção em linhas de transmissão e distribuição

2.1 Caracterização de um sistema de energia eléctrica

O investimento de capital num sistema de potência, tendo em conta a produção, o transporte e a distribuição de energia eléctrica é de tal maneira elevado que se impõem medidas no sentido de, por um lado, assegurar o funcionamento do equipamento perto do seu rendimento máximo, e por outro lado permitir que os efeitos destrutivos de defeitos e condições anormais de funcionamento sejam minimizados.

Os defeitos implicam na maior parte dos casos um aumento excessivo de corrente, que produz uma temperatura elevada no ponto de defeito, um sobreaquecimento excessivo nas linhas que o alimentam e uma queda de tensão elevada que afecta o funcionamento normal dos equipamentos. Outras condições anormais de funcionamento são geralmente devidas a desvios de tensão, corrente ou frequência relativamente ao domínio de valores permitidos.

A função dos sistemas de protecção é operar os disjuntores adequados de modo a desligar apenas o equipamento defeituoso do sistema no mais curto espaço de tempo, minimizando os estragos e as perturbações causadas, quer por defeitos, quer pelas condições anormais de funcionamento.

Seria ideal que uma protecção pudesse prever os defeitos e actuar antes destes se verificarem, tal é contudo impossível exceptuando os casos em que a causa do defeito origina determinado efeito que possa operar uma protecção. É o caso das protecções que detectam acumulações de gás nas cubas dos transformadores (relés *Buchholz*) ou que efectuem deslantes automáticos de carga sob uma queda de frequência na rede [1].

Quando ocorrem defeitos, a protecção detecta-os e dá ordem de desligar ao disjuntor que a alimenta, de modo a que o defeito seja eliminado no mais curto espaço de tempo possível. Com base em estatísticas reunidas nos últimos 30 anos, conclui-se que a extensão de destruição devida a um defeito eliminado num tempo inferior a 100ms é consideravelmente inferior à causada por defeitos eliminados num tempo superior.

Ultimamente projectaram-se esquemas de protecções que eliminam defeitos entre 80 e 120ms, o que corresponde a um tempo de actuação da protecção da ordem de um quarto de ciclo (5ms) dependendo do tipo de disjuntor utilizado. É o caso das protecções digitais que levam enorme vantagem em relação às protecções convencionais (electromecânicas) sobretudo em sistemas que exigem tempos de resposta muito curtos.

Por esta razão hoje em dia há uma grande tendência em dar preferência às protecções constituídas por relés numéricos de grande rapidez de operação (com todas as implicações benéficas para os equipamentos que esta característica promove) mas, devido à sua grande sensibilidade, também sujeitas a maior número de avarias e dificuldade de reparações pela sua constituição (circuitos impressos, componentes electrónicos, falta de pessoal especializado, etc.), condicionando a sua total utilização.

Por outro lado os relés convencionais, apesar de menor rapidez de operação, como apresentam maior robustez e na maior parte dos casos mais fácil operação, não exigindo pessoal especializado, não deixaram de ter aplicação (nem provavelmente o deixarão). Continuam a utilizar-se em grande escala e até preferencialmente por alguns distribuidores de energia em algumas partes do mundo [1].

2.2 Generalidades dos Sistemas de Protecção

2.2.1 Propriedades das Protecções

Para eliminar de modo eficiente as perturbações na rede, as protecções devem corresponder a um conjunto de exigências, cujas características se indicam a seguir [2]:

a) Fiabilidade: Os Sistemas de Protecção devem possuir requisitos elevados de robustez mecânica, do hardware, assim como, cada vez mais requisitos elevados do software. É também, necessário garantir de que a protecção actue correctamente, isto é, actue dentro do tempo correcto para os defeitos na sua zona de actuação.

Este é um dos mais importantes requisitos exigidos a uma protecção, dado este equipamento ter de actuar rapidamente, mas com garantia de assegurar que o seu desempenho, em qualquer situação, sem proceder a qualquer actuação intempestiva.

A simplicidade das protecções aumenta a fiabilidade, isto é, quantos mais componentes constituírem o sistema de protecção, maior é a probabilidade de um deles falhar, comprometendo eventualmente a actuação correcta da protecção.

b) Sensibilidade: Os relés deverão operar correctamente em situações mínimas de defeito e não deverão funcionar em condições limites de operação, isto é, as protecções deveram ser dimensionadas para actuar não só para defeitos francos mas também no caso de defeitos resistivos, quaisquer que sejam as condições da rede e, sempre que as características do defeito sejam identificadas no seu campo de medida. A regulação da protecção deve ser tal que, quando ocorrer um curto-circuito resistivo na parte final da sua zona de actuação,

estando satisfeitas as condições da rede para que a corrente de curto-circuito seja mínima, a corrente obtida deverá ser a corrente de curto-circuito mínima a partir da qual a protecção actua.

c) Rapidez: A eliminação dos defeitos deverá ser tão rápida quanto possível, de modo a minimizar os impactos nefastos produzidos pelos defeitos. Um curto-circuito deve ser isolado tão rapidamente quanto possível, de modo a reduzir os estragos nos equipamentos percorridos pelas elevadas correntes, e minimizar assim as consequências decorrentes dos defeitos nas redes eléctricas.

O tempo de actuação de um equipamento de protecção contabiliza-se desde a detecção do defeito até á abertura dos contactos do equipamento de corte e isolamento do defeito. Quando são verificados atrasos “propositados” para efeitos de coordenação e selectividade entre protecções, a actuação da protecção deve ser realizada o mais rapidamente possível, logo que ultrapasse esse tempo de coordenação.

d) Segurança: Deverá ser garantido que a protecção actua apenas quando deve e não em falsas condições de defeito. De sublinhar que, a segurança é um requisito de cada protecção em particular e a selectividade é um requisito do sistema de protecções no global, da forma como as protecções se coordenam entre si.

Por exemplo, numa protecção considera-se como cumprido este requisito quando não operar devido a um pico de corrente resultante da ligação de um motor. A grande dificuldade no projecto dos sistemas de protecção reside no facto de se conseguir satisfazer estes requisitos: selectividade, rapidez e segurança, que se tornam por vezes contraditórios.

e) Selectividade: Capacidade da protecção isolar apenas a parte defeituosa da rede ou minimizar a perda de funcionalidade do *SEE*. Existem zonas de protecção, que requerem uma coordenação entre as diversas protecções das zonas, para que esse conjunto de protecções e zonas interactuem como um sistema global de protecções. A selectividade é uma característica fundamental, pois a não actuação, ou a actuação indevida de uma protecção pode conduzir a que a continuidade de serviço de uma determinada rede seja interrompida desnecessariamente.

2.3 Análise do comportamento dos Sistemas de Protecção na rede de transporte

A melhor forma de reduzir o número de grandes perturbações numa rede eléctrica é assegurar que todos os sistemas de protecção em serviço possam minimizar os efeitos de uma perturbação na rede e, nunca se comportarão no limite [3], de uma forma diferente da esperada.

Esta situação poderá ser alcançada se houver o cuidado de se analisar constantemente a forma como os sistemas de protecção actuaram, e corrigi-los antes que actuem de uma forma indesejada. No caso dos sistemas de protecção contra curto-circuitos, dado que normalmente actuam diversas vezes na Rede de Transporte Portuguesa, existe a necessidade de se proceder ao tratamento estatístico das actuações dos Sistemas de protecção [3].

Assim, é fundamental elaborar uma análise detalhada do comportamento dos Sistemas de Protecção envolvidos em todas as perturbações, durante os quais as funções de protecção contra curto-circuitos actuaram ou deveriam ter actuado. O objectivo é corrigir todas as situações que possam ser identificadas como menos correctas num determinado sistema, e eventualmente alargar essa correcção a outros sistemas de protecção semelhantes em serviço na rede.

2.3.1 Metodologia

O comportamento de cada função de protecção contra curto-circuitos chamada a actuar perante uma perturbação com origem na rede de transporte e de interligação, ou que tenha actuado de uma forma intempestiva, é analisado e diagnosticado.

Esta análise baseia-se na informação gerada pelas funções de protecção, pelos sistemas de *osciloperturbografia* e registadores cronológicos de acontecimentos, assim como em informações fornecidas pelo Centro de Operação da Rede, e ainda por outras entidades do Sector Eléctrico.

Os resultados da análise e diagnóstico são guardados numa base de dados, e são desencadeadas acções correctivas no imediato, sempre que seja necessário. No final de cada ano são obtidos um conjunto de índices de desempenho, assim como as causas dos comportamentos incorrectos das funções e sistemas de protecção. Os índices de desempenho são os índices recomendados recentemente pelo *Comité de Estudos 34 da CIGRÉ*.

Obter um índice de qualidade de 100% para os sistemas de protecção em serviço numa rede eléctrica, significa que todos os curto-circuitos ocorridos durante um ano foram eliminados, com a melhor actuação que se pode esperar daqueles sistemas.

Por outro lado, obter um índice de 100% durante alguns anos é perspectivar que a actuação dos sistemas de protecção irá ser como o esperado, no futuro próximo.

2.3.2 Índices de desempenho

O estado operacional das funções de protecção é avaliado pelos seguintes indicadores:

- *Dependabilidade (D)* - mede a probabilidade de uma função de protecção não ter uma falha de actuação;
- *Segurança (S)* - mede a capacidade de uma função de protecção não actuar indesejadamente, ou seja, não actuar intempestivamente ou de forma não selectiva;
- *Fiabilidade (F)* – mede a capacidade de uma função de protecção não ter falhas de actuação nem actuações não selectivas ou intempestivas;

2.3.3 Funções de Protecção

De acordo com a definição dos índices de desempenho para as funções de protecção, é apresentado de uma forma estatística, os resultados das protecções que se encontram instaladas na Rede Eléctrica Nacional.

De salientar a importância destes índices, tendo em conta a necessidade de se avaliar os resultados para que se possa projectar adequadamente as funções de protecção envolvidas na rede AT.

Por outro lado, a avaliação dos resultados do comportamento das protecções, também conduz à reflexão no sentido de se desenvolverem novas metodologias de protecção e comunicação destes equipamentos.

O indicador *Dependabilidade* é medido por aplicação da seguinte expressão:

$$D = (NAC / (NAC + NFA)) \cdot 100 (\%) \quad (2.1)$$

em que:

NAC – actuações correctas;

NFA – falhas de actuação

Na tabela 2.1 encontra-se indicado a evolução da *Dependabilidade* na Rede de Transporte Portuguesa entre 1999 e 2008 [4].

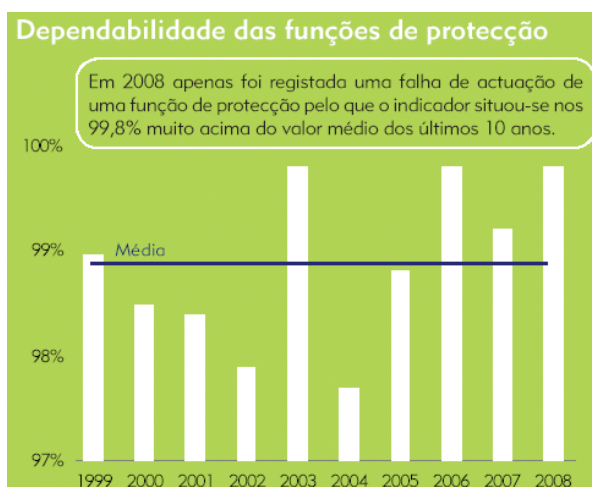


Tabela 2.1 – Evolução do índice de Dependabilidade dos sistemas de protecção de 1999 a 2008

O índice de segurança indica de acordo com a expressão 2.2 a capacidade de uma função de protecção não actuar intempestivamente ou de forma não selectiva.

$$S = (NAC / (NAC + NAI + NANS)) \cdot 100 (\%) \quad (2.2)$$

em que:

NAI – actuações intempestivas;

NANS – actuações não selectivas

Na tabela 2.2 encontra-se indicado a evolução da Segurança das funções de protecção na Rede de Transporte Portuguesa entre 1999 e 2008 [4].

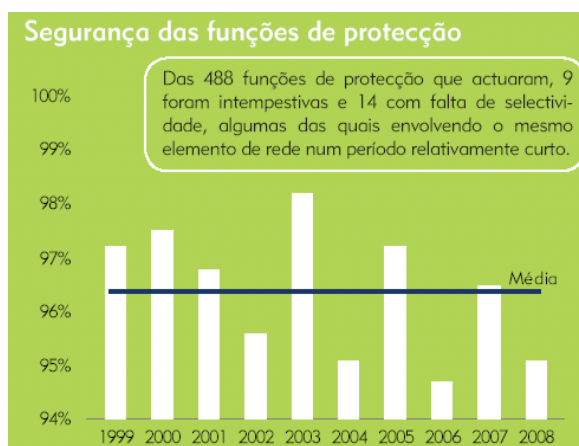


Tabela 2.2 – Evolução do índice de Segurança das funções de protecção entre 1999 a 2008

A *fiabilidade (F)* de uma função de protecção é a capacidade conjunta de esta não ter falhas de actuação nem actuações não selectivas ou intempestivas e é dada pela seguinte expressão:

$$F = (NAC / (NAC + NFA + NAI + NANS)) \cdot 100 (\%) \quad (2.3)$$

2.3.4 Sistemas de Protecção

Um sistema de protecção é eficaz quando a sua actuação é selectiva e rápida, ou seja, quando tem uma actuação correcta. A eficácia da actuação de um sistema de protecção é medida através da seguinte expressão:

$$E = (NAC / (NAC + NAI)) \cdot 100 (\%) \quad (2.4)$$

O Gráfico 2.3 mostra a evolução da eficácia dos sistemas de protecção ao longo de 10 anos, para incidentes com origem na Rede Nacional de Transporte [4].

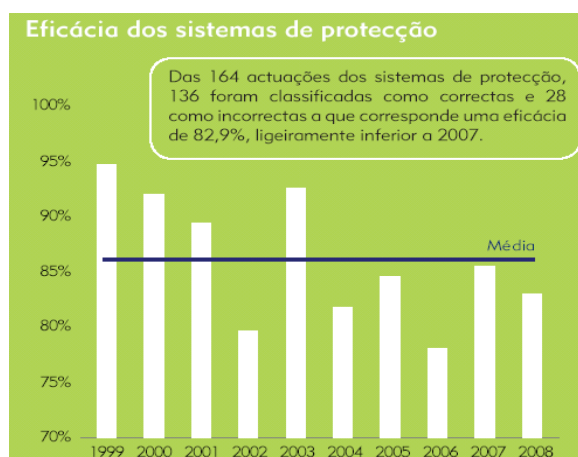


Tabela 2.3 – Evolução do índice de Eficácia dos sistemas de protecção de 1999 a 2008

Para introduzir o índice de qualidade dos sistemas de protecção, é fundamental esclarecer previamente os conceitos de comportamento correcto e incorrecto das funções de protecção. A actuação incorrecta de uma função de protecção (falha de actuação + actuação intempestiva + actuação não selectiva) difere de um comportamento incorrecto (falha de actuação + actuação intempestiva + actuação não selectiva + actuação imperfeita).

Uma função de protecção pode ter uma actuação correcta, mas simultaneamente o seu comportamento ter sido incorrecto, numa situação em que tenha havido uma actuação imperfeita, isto é, quando uma função de protecção não se comporta em todo o seu funcionamento do modo previsto. Por exemplo, quando uma protecção diferencial actua numa

situação especificada mas a sua ordem de disparo fica activada em permanência, a actuação foi correcta mas o comportamento incorrecto. As actuações imperfeitas podem ser a causa de um número significativo de comportamentos incorrectos.

Identificar e corrigir as causas das actuações imperfeitas, é essencial para se obter um índice de qualidade de 100%. Adicionando ao número de actuações incorrectas das funções de protecção o número de actuações imperfeitas, obtém-se o número de comportamentos incorrectos de uma função de protecção.

De forma semelhante, se for subtraído o número de actuações imperfeitas ao número actuações correctas obtém-se o número de comportamentos correctos definindo o número total de comportamentos incorrectos como NCI e o número total de comportamentos correctos como NCC , sendo $NIMP$ as actuações imperfeitas temos:

$$NCI = NNS + NAI + NFA + NIMP \quad (2.5)$$

$$NCC = NAC - NIMP \quad (2.6)$$

Diz-se que um sistema de protecção actuou com boa qualidade quando o sistema de protecção, assim como todas as funções de protecção e sistemas de *teleprotecção* envolvidos tiveram um comportamento correcto. Este requisito é medido através da seguinte expressão:

$$Q = (NBQ / (NBQ + NMQ)) \cdot 100 (\%) \quad (2.7)$$

em que:

NBQ – actuações com boa qualidade;

NMQ – actuações com má qualidade

Um sistema de protecção tem uma actuação selectiva, conforme a expressão 2.8, quando promover apenas a abertura dos disjuntores que são essenciais para eliminar o curto-circuito.

$$S = (NAS / (NAS + NANS)) \cdot 100 (\%) \quad (2.8)$$

em que:

NAS – actuações selectivas;

$NANS$ – actuações não selectivas

Na tabela 2.4, encontra-se indicada a evolução da Dependabilidade Segurança e Fiabilidade entre 2008 e 2009 [4].

	2008	2007
Dependabilidade (%)	99,8	99,2
Segurança (%)	95,1	96,5
Fiabilidade (%)	92,0	93,4

Tabela 2.4 – Evolução do índice de Dependabilidade Segurança e Fiabilidade – 2007 a 2008

2.3.5 Sistemas de Teleprotecção

A fiabilidade de um sistema de teleprotecção pode ser entendida como a probabilidade do sistema de teleprotecção não ter um comportamento incorrecto e deverá ser medida de acordo com a seguinte expressão:

$$FT = (NCC / (NCC + NCI)) \cdot 100 (\%) \quad (2.9)$$

em que:

NCC – comportamentos correctos (de todos os componentes),

NCI – comportamentos incorrectos (de qualquer componente)

Um sistema de teleprotecção pode ser definido como um conjunto de equipamentos destinados a assegurar a transferência de forma adequada de sinais de funções de protecção entre terminais de uma linha. Considera-se como fazendo parte de um sistema de teleprotecção os equipamentos de teleprotecção e de transmissão terminais, a sua interligação, o canal de comunicação e os circuitos auxiliares.

De referir que a comunicação entre protecções diferenciais poderá ser observada no contexto da fiabilidade de um sistema de teleprotecção.

2.3.6 Religação Automática

Um religador e os seus circuitos auxiliares são fiáveis quando a probabilidade de estes terem um comportamento incorrecto é nula. Esta fiabilidade é verificada através da expressão 2.10.

$$FR = (NCC / (NCC + NCI)) \cdot 100 (\%) \quad (2.10)$$

em que:

NCC – comportamentos correctos;

NCI – comportamentos incorrectos

Um religador e os seus circuitos auxiliares são definidos como uma função de controlo destinada a dar início ao fecho automático de disjuntores no seguimento da actuação da função de protecção associada.

Uma religação automática é eficaz, de acordo com 2.11, quando, no seguimento de um comportamento correcto ou incorrecto de actuação de um religador e seus circuitos auxiliares que causou o fecho de um disjuntor, este equipamento permanece fechado porque o curto-circuito no sistema de potência foi eliminado e não reapareceu.

$$ER = (NE / (NE + NNE)) \cdot 100 (\%) \quad (2.11)$$

em que:

NE – religações automáticas eficazes;

NNE – religações automáticas não eficazes

2.3.7 Causas dos comportamentos incorrectos das funções e sistemas de protecção

Para cada tipo de comportamento incorrecto de uma função de protecção (intempestivo, não selectivo, falha de actuação ou imperfeito), a causa do comportamento incorrecto deve ser anotada no final de cada ano.

Algumas destas causas podem ser devidas a transformadores de medida de corrente ou tensão, circuitos de corrente alternada, circuitos de disparo, bobinas de abertura dos disjuntores, circuitos de alimentação em corrente contínua, erros de projecto, coordenação de protecções, regulações, parametrizações, sinalizações, equipamento e sistemas de *teleprotecção*.

2.4 Características das Protecções

Para garantir a selectividade entre os vários relés instalados numa rede eléctrica existe a necessidade da definição das diferentes zonas de protecção, de modo a garantir eficazmente a coordenação e actuação dos sistemas de protecção, com o objectivo de extinguir os vários tipos de defeitos.

Neste sentido, é usual a existência de sobreposição entre as diferentes zonas para garantir a eliminação dos defeitos, mesmo em caso de falha do relé que se encontra responsável pela protecção de um determinado troço de rede. Na Figura 2.1 encontra-se um exemplo de uma provável configuração das diferentes zonas de protecção que separam a geração, transmissão e consumo [5].

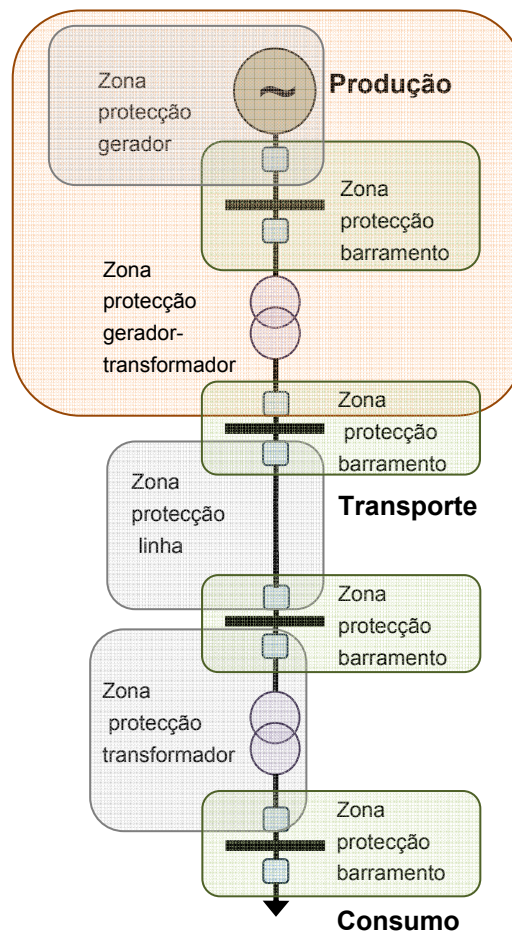


Figura 2.1 – Zonas de protecção típicas de uma rede eléctrica

Um relé de protecção deverá proteger diferentes zonas, efectuando protecção primária na sua zona de protecção, isto é, deve actuar primeiro e o mais rapidamente possível que outra protecção que se encontre instalada a montante. A protecção deve proteger também as zonas adjacentes, efectuando uma protecção secundária, de “*backup*”, a qual deve actuar caso a protecção primária não actue, a coordenação entre a protecção primária e secundária [5] é

realizada através de um intervalo de segurança (Δt) de modo a que a protecção a montante desempenhe o papel de “*backup*”.

2.4.1 Funções de protecção - Tipos de relés

Um sistema de protecção é constituído por uma parte de detecção e medida, e uma parte de actuação. A parte de detecção é constituída por Transformadores de Intensidade e Transformadores de Tensão. O relé sendo o dispositivo que detecta uma anomalia no sistema, uma sobreintensidade, sobretensão, etc., tem a função de enviar ordens de abertura ao equipamento de corte, ou seja, ao dispositivo de actuação – disjuntor.

O relé de protecção determina a operação automática de corte de uma instalação sempre que se verificarem as condições que devem fazer actuar a protecção. São elementos sensíveis a diferentes situações de avaria e que, na presença destas, transmitem ordens de disparo aos aparelhos de corte que devem isolar a parte da rede avariada. O disparo do relé pode ser mecânico ou eléctrico. No caso do relé mecânico, face à situação de avaria que detecta, o relé actua provocando o movimento de uma peça que se encontra ligada ao aparelho de corte determinando o seu disparo. No caso do disparo eléctrico, o aparelho de corte é disparado através da actuação de um circuito eléctrico em que se inserem contactos comandados pelo relé de protecção.

Geralmente, os relés podem ser classificados de acordo com, o tipo de resposta, a grandeza actuante e o principio de funcionamento.

Tendo em conta as grandezas a que são sensíveis, os relés podem ser do tipo [6]:

- Relés de intensidade: Sensíveis ao valor eficaz da intensidade de corrente eléctrica.
- Relés de tensão: Sensíveis ao valor eficaz da tensão da rede, podendo ser protecção de máximo ou mínimo de tensão.
- Relés direccionais de potência: Sensíveis ao valor do fluxo da energia na rede e à sua direcção.
- Relés de distância: Sensíveis a uma variação da impedância, em particular a uma variação da reactância ou da resistência, numa linha ou transformador.
- Relés de frequência: Sensíveis a uma variação da frequência na rede.
- Relés diferenciais: Actuam mediante a diferença escalar ou vectorial de duas quantidades (tensão, corrente).

- Relés térmicos: Sensíveis ao aumento do calor produzido por uma sobreintensidade ou outras condições anormais de funcionamento.
- Relés do tempo: Relés que recebendo ordem de actuação de um relé principal só a executam ou transmitem ao fim do tempo para o qual são regulados.
- Relés auxiliares: Relés transmissores de uma ordem dada por um relé principal. Normalmente mais robustos com poder de fecho resistindo a transitórios (e picos) de tensão e corrente de alguns circuitos ou elementos de circuitos (bobinas, condensadores, etc.).
- Relés de sinalização: Sinalizam e registam a operação das protecções ou outros órgãos.

Relativamente, ao tipo de protecção, esta pode ser do tipo:

- Protecção directa: Se a protecção é capaz de actuar no disjuntor directamente.
- Protecção indirecta: Se a actuação ao disjuntor é feita excitando uma bobina (bobina de disparo do disjuntor).
- Protecções primárias: Se os relés de medida que a compõem estiverem directamente ligados ao circuito que a protegem.
- Protecções secundárias: Se a sua ligação ao circuito que protegem for feita através de transformadores de medida (transformadores de intensidade e/ou transformadores de tensão).

Os relés podem ainda ser classificados segundo a seguinte metodologia:

a) Relés Temporizados

Nos relés do tipo temporizado o tempo de actuação pode ser ajustado e pode ou não depender da corrente de defeito. Permite a realização de uma selectividade *cronométrica* (diferença de tempos entre dois relés instalados em cascata).

b) Relés de Tempo Dependente

No relé de tempo dependente, o tempo de actuação é função do valor assumido pela respectiva grandeza actuante. Existem dois tipos: o relé de tempo inverso e o relé de tempo inverso com mínimo definido.

c) Relés de Tempo Inverso

O relé de tempo inverso é um relé em que o tempo de actuação decresce à medida que aumenta o valor assumido pela grandeza actuante, tendendo de uma forma assintótica para zero, como indicado na figura 2.2.

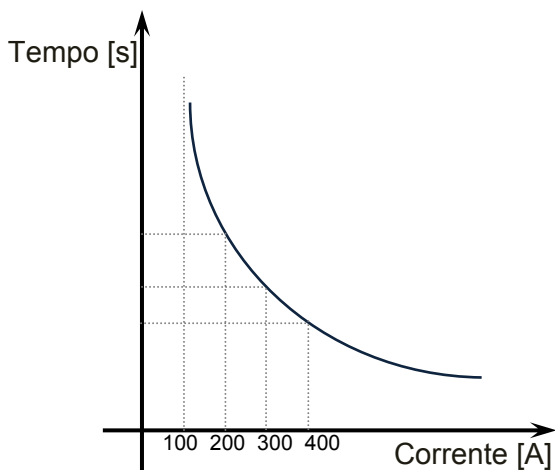


Figura 2.2 – Característica tempo / corrente

Nos relés de tempo inverso as protecções a montante têm parametrizado curvas com maiores tempos de actuação que as protecções situadas a jusante de modo a dar cumprimento ao requisito selectividade. Para além disso, os tempos de accionamento são menores que os relés de tempo definido para o mesmo intervalo de selectividade.

Na figura 2.3, poderá verificar-se a conjugação da característica de tempo definido com a característica de tempo inverso.

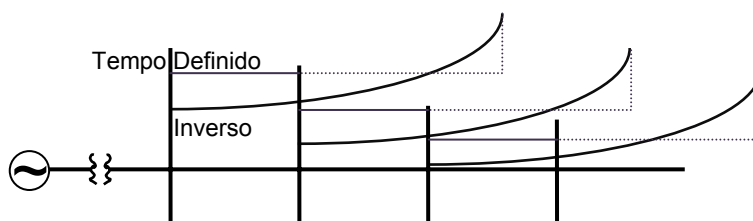


Figura 2.3 – Característica de funcionamento de tempo inverso

A diferença de temporizações entre os dois relés, poderá ser verificada normalmente pela diferença entre as correntes de curto-circuito que obviamente serão função das impedâncias do troço da rede a proteger.

A função de tempo inverso é vulgarmente utilizada quando a impedância Z_S (impedância entre a fonte e o relé) for muito menor que a impedância Z_L (impedância da zona a proteger), ou seja função da corrente de curto-circuito e consequentemente função de uma selectividade amperimétrica.

Poderá ser utilizado em grandes redes radiais e em anel, permitindo obter diferenças entre tempos muito baixos de actuação entre dois relés consecutivos.

As características *tempo-corrente*, de acordo com a norma IEC 60225-3 seguem a expressão genérica 2.12.

$$t = \frac{k.Tm}{(I_{cc} / I >)^\alpha - 1} \quad (2.12)$$

em que:

O t é o tempo de actuação em segundo.

k e α são constantes que dependem do tipo de curva – normalmente inversa, muito inversa e extremamente inversa.

Tm é o factor de regulação multiplicativo que a selectividade entre várias protecções.

I_{cc} é a corrente de curto-circuito mínima e $I >$ a corrente nominal de operação.

Com este tipo de função, é garantido que a actuação do relé seja mais rápida para correntes mais elevadas. Os valores de k e α vêm apresentados na Tabela 2.5 que representam os três tipos de curvas mais frequentes.

Tipo de curva	α	k
Inversa Normal	0,02	0,14
Muito Inversa	1,0	13,5
Extremamente Inversa	2,0	80,0

Tabela 2.5 – Características de α e k segundo a norma IEC 60255-3

Na Figura 2.4 vêm representadas as diferentes curvas de actuação em função do valor da corrente.

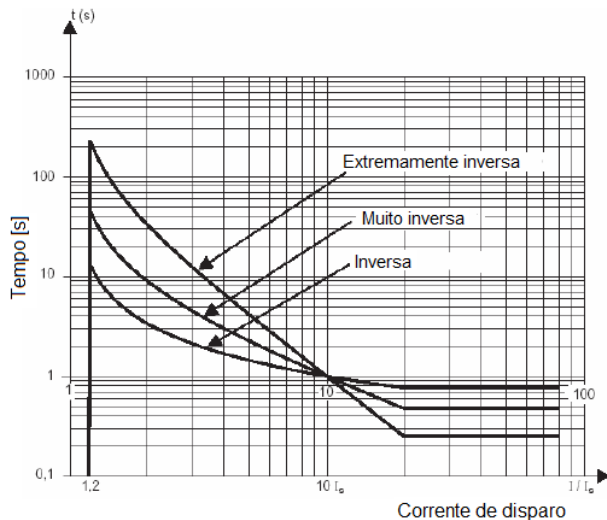


Figura 2.4 – Curvas de actuação de tempo inverso

Na figura 2.5 exemplifica-se o efeito do tempo de actuação inverso com a corrente. Pode observar-se que o relé A terá um tempo de actuação pequeno para defeitos no troço de linha 1, e um tempo superior para defeitos na linha 2 (onde a corrente de curto-circuito será menor). Já o relé B, para defeitos no troço de linha 2, terá um tempo de actuação menor do que A.

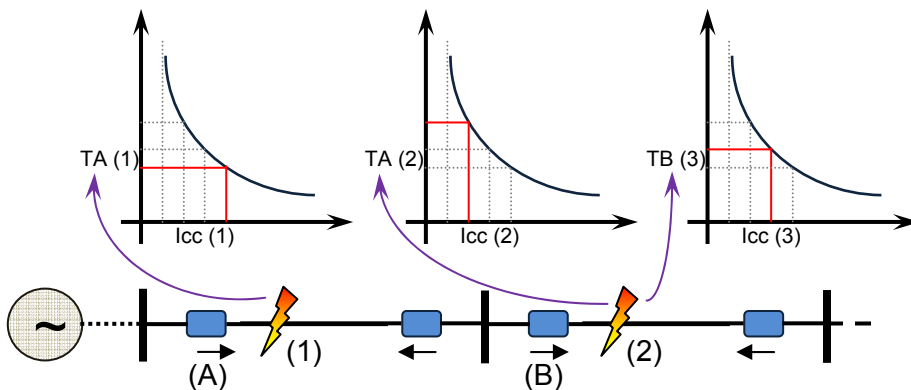


Figura 2.5 – Exemplo de coordenação de relés de característica de tempo inverso

d) Relés de Tempo Mínimo Definido

Os relés de tempo inverso com mínimo definido, são relés em que o tempo de actuação decresce ainda com o valor da grandeza actuante, mas tende, de uma forma assíntota, para um valor mínimo não nulo, como indicado na figura 2.6.

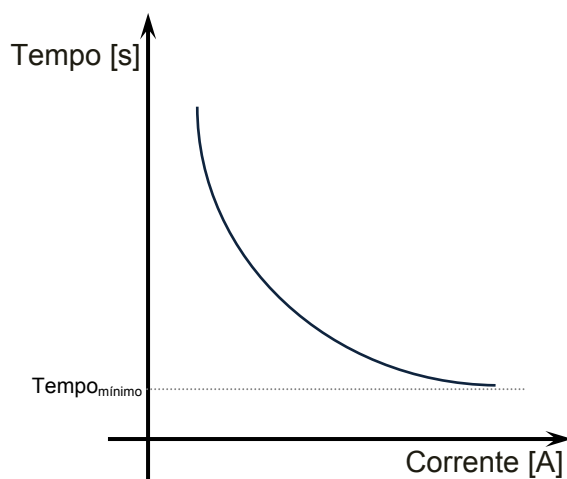


Figura 2.6 – Característica tempo / corrente.

Quanto aos relés de tempo muito inverso e extremamente inverso, são semelhantes ao relé de tempo inverso, apresentando no entanto uma característica ainda mais inversa. Permitem reduzir os tempos de actuação dos relés, e reduzir a diferença de temporização entre dois relés instalados em cascata.

e) Relés de Tempo Definido

Relativamente aos relés de tempo definido, conforme figura 2.7, estes relés possuem o tempo de actuação independente do valor assumido pela grandeza actuante mas sensivelmente diferente de zero.

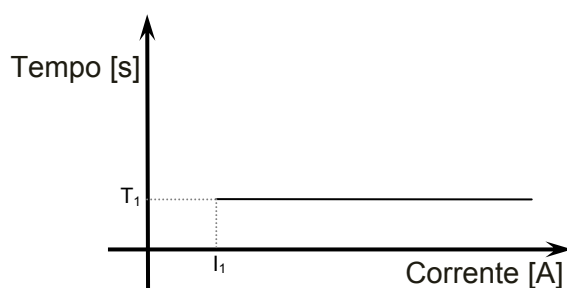


Figura 2.7 – Característica de funcionamento tempo definido

Normalmente estes relés são parametrizados com tempo de actuação mais elevado para as unidades que se encontram instaladas mais a montante relativamente a relés colocado a jusante, desta forma o tempo aumenta à medida que nos aproximamos da fonte, correspondendo a uma selectividade *cronométrica*.

f) Relés Instantâneos

Os relés instantâneos possuem tempos de resposta muito baixos, supostos constantes embora não nulos, já que nunca é possível eliminar completamente o fenómeno da inércia. Na figura 2.8 exemplifica-se a característica de um relé instantâneo.

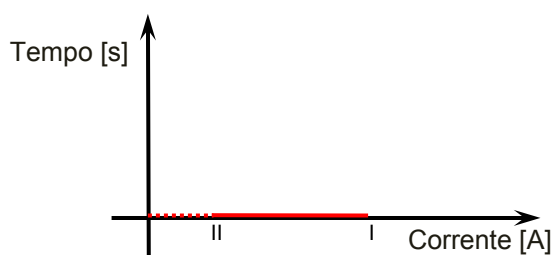


Figura 2.8 – Característica tempo / corrente.

2.4.2 Tipos de relés do ponto de vista construtivo

Os relés podem ser classificados como:

- Relés Electromagnéticos;
- Relés Electromecânicos;
- Relés Estáticos;
- Relés Digitais.

Os **relés electromagnéticos** podem ser do tipo:

➤ Armaduras de Atracção.

O funcionamento deste tipo de relé consiste numa bobina que quando excede um valor nominal, uma armadura é atraída para o núcleo magnético. O movimento da armadura faz com que contactos normalmente abertos fechem e contactos normalmente fechados abram. A regulação é efectuada com base na corrente nominal no *entreferro* ou no número de espiras da bobina.

➤ **Armaduras de Indução.**

O funcionamento deste tipo de relé consiste na rotação de um disco por indução de correntes. O disco só gira quando é ultrapassado um determinado valor de corrente (nominal), definido por um travão ou por uma constante da mola. Quando o disco gira, a velocidade depende do valor da corrente. Após a rotação de um certo ângulo, os contactos do relé são accionados.

Os **relés electromecânicos** caracterizam-se por:

- Ter muitas partes mecânicas, requer manutenção regular.
- Os relés requerem *TIs* e *TTs* com potências de precisão elevadas.
- Ajustes imprecisos e baixa sensibilidade.
- Grande risco de saturação dos *TIs*, principalmente quando as correntes de curto-circuito são elevadas.

Os **relés estáticos** caracterizam-se por as correntes recebidas dos *TIs* e as tensões recebidas dos *TTs* serem transformadas através de circuitos baseados na electrónica analógica e digital.

Os diferentes módulos incorporados neste tipo de relé, vão decidir as acções a tomar.

Também são caracterizados por:

- Maiores gamas de ajuste;
- As suas dimensões são mais reduzidas;
- Os ajustes são mais precisos;
- Os relés precisam de *TTs* e *TIs* com menor potência relativamente aos relés electromecânicos;
- São baseados em electrónica analógica e digital.

Apresentam como vantagens, terem maior duração, isto é, devido à tecnologia adoptada, não há elementos mecânicos em movimento nem contactos que possam deteriorar-se. Têm desempenhos elevados, são absolutamente silencioso e rápidos, não apresentando distúrbios devido a arcos eléctricos. São, portanto, indicados para aplicações que exigem alta velocidade de resposta e alta frequência de comutação. Têm uma boa robustez mecânica, sendo resistentes a choques, vibrações etc.

Os **relés digitais** ou **numéricos** são hoje em dia os relés mais utilizados nas redes eléctricas. Com desenvolvimento da tecnologia digital deu-se inicio ao desenvolvimento dos relés computadorizados ou digitais. É um relé gerido por um microprocessador específico, controlado por software, onde os dados de entrada são digitais. Tem nos princípios de funcionamento dos relés convencionais uma referência para o seu

desenvolvimento, desde que a entrada do relé consista em sinais de tensão e corrente provenientes do sistema eléctrico. Os sinais analógicos recebidos dos *TIs* e dos *TTs* são convertidos em sinais digitais através de amostragens. Atendendo a que as amostragens são discretas ter-se-á de considerar a introdução de erros, sendo necessário obter uma representação digital para esses sinais e, utilizando-se assim algoritmos apropriados.

2.4.3 Critério geral das protecções

As protecções são programadas de forma a garantir a sua actuação na zona a que estão subordinadas efectivamente a proteger. Assim sendo deverá ser utilizado um critério bastante rigoroso quanto ao tipo de função de protecção a aplicar num determinado ponto da rede, sendo as protecções mais utilizadas no *SEE* a Protecção de Máxima Intensidade de Fase; Protecção de Máxima Intensidade *Homopolar*; Protecção Direccional de Máxima Intensidade de Fase; Protecção de Distância e Protecção Diferencial de Linha [27].

2.4.3.1 Protecção de Máximo Intensidade de Fase

O funcionamento da protecção de Máximo Intensidade de Fase tem por base a conversão das correntes primárias provenientes dos transformadores de intensidade em correntes secundárias através de uma razão de transformação. Este valor é comparado com o valor parametrizado na protecção, dando origem ao processamento da informação para emissão de disparo ao disjuntor caso as condições sejam interpretadas efectivamente como defeito [6].

Em redes radiais é frequente utilizar protecções de Máximo Intensidade de Fase, coordenadas através de atraso uniforme, isto é, a protecção detecta e dá indicação instantânea para abertura do aparelho de corte, mas para efeitos de coordenação são introduzidos intervalos de tempo para permitir a actuação das protecções que tenham menor atraso definido. Os atrasos aumentam com a proximidade da fonte, o que se torna um grande inconveniente pois as correntes de curto-circuito aumentam com a proximidade da fonte.

2.4.3.2 Protecção de Máximo Intensidade Homopolar

As funções de *Máximo Intensidade Homopolar* e *Máximo Intensidade Homopolar Direccional* são vastamente aplicada nas redes de Média Tensão (por exemplo nas redes de 15 kV) e, como *backup* às protecções de distância ou diferenciais, nas redes de Alta Tensão [6].

Como na rede *AT* não é possível a instalação de transformadores de corrente do tipo toroidal a corrente *homopolar* é calculada através do recurso à soma vectorial das correntes nas três fases.

A componente *homopolar* pode então ser obtida através da ligação em estrela de três relés de máxima intensidade, como se pode observar na Figura 2.9, cuja soma vectorial da corrente resulta na corrente homopolar. Permite, também, com recurso a três relés realizar simultaneamente a protecção de *MI* e *MIH*. A existência de correntes *homopolares*, resulta da soma das correntes das fases ser diferente de zero. Ou seja, o ponto neutro da estrela deixa de estar ao potencial zero, o que significa que o condutor de neutro está a ser percorrido por uma corrente que será tanto maior, quanto maior o desequilíbrio entre as fases. No entanto esta solução apresenta baixa sensibilidade para pequenos desequilíbrios.

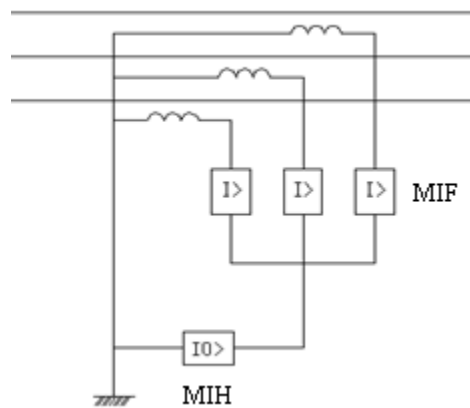


Figura 2.9 – esquema de montagem de protecção *MIH* e *MIF*

Uma outra solução possível e muito presente no sistema eléctrico, é a montagem de um transformador toroidal, esta montagem apresenta muito mais sensibilidade e precisão, pois a medida é mais directa. Na Figura 2.10, vem apresentado o esquema de montagem de um relé de *MIH*, com recurso a um transformador toroidal.

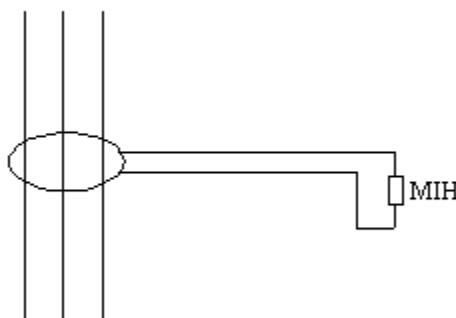


Figura 2.10 – Esquema de montagem de um relé *MIH* com transformador toroidal

2.4.3.3 Protecção de Máximo Intensidade de Fase Direcional

No caso das redes emalhadas, torna-se mais difícil dar resposta ao critério de selectividade e segurança das protecções pois a divisão das correntes pelos diversos barramentos e linhas torna complexo o problema devido à dificuldade dos relés terem sensibilidade para reconhecer quais os defeitos que ocorrem na sua zona de actuação primária e na zona de “*backup*” [6].

Na Figura 2.11 exemplifica-se uma potencial rede para instalação de protecções direccionais.

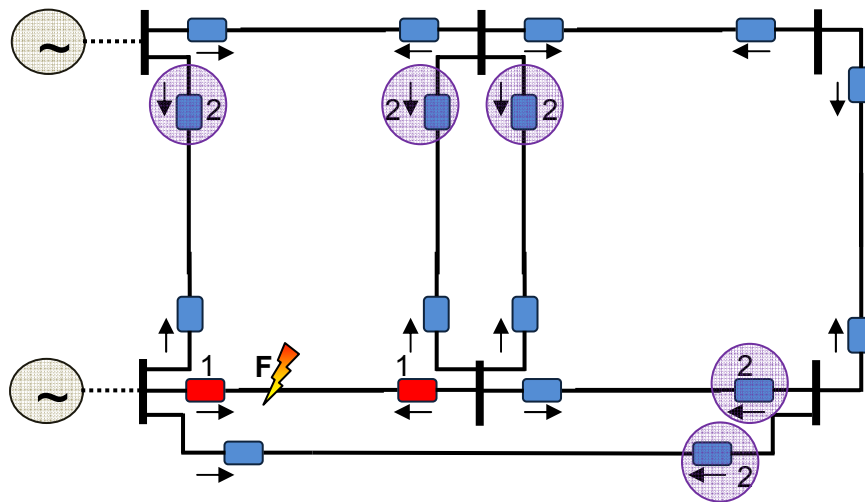


Figura 2.11 – Relés primários e secundários para uma falha em *F*, em rede emalhada

Assim verifica-se que as protecções (1) que se encontram mais perto do defeito deverão isolar o troço de rede defeituoso, atendendo a que deverão possuir um tempo de regulação inferior às protecções (2) que se encontram na mesma rede e que por conseguinte também identificaram o defeito e estariam em condições de emitir ordem de disparo.

2.4.3.4 Protecção de Distância

A função de Protecção de Distância constitui uma das principais funções da protecção das linhas *AT*, uma vez que a sua característica de funcionamento em relação ao tempo e à distância (impedância), permite obter um funcionamento com rapidez e selectividade. Esta função possui, normalmente, cinco escalões de medida direccionais, independentes entre si, e um escalão de arranque, o qual poderá ser ou não direcional. Relativamente a cada um destes escalões, está associada uma temporização de disparo independente.

O 1º escalão destina-se a eliminar defeitos na linha a que a protecção de distância está associada, enquanto os escalões seguintes detectam defeitos mais distantes nas linhas a jusante, servindo de reserva às protecções próprias das linhas [6].

Esta protecção baseia-se na determinação da impedância de um defeito, a partir do valor medido da potência de curto-circuito. O valor medido é comparado com o valor conhecido da impedância de linha.

As protecções de distância deverão processar sinais analógicos de tensão e corrente provenientes do sistema primário via transformadores de medida (*TTs* e *TI*s). A protecção mede então um valor correspondente a uma impedância secundária que resulta da transformação das grandezas medidas pelos *TTs* e pelos *TI*s.

No entanto, este princípio de funcionamento está associado à existência de certos erros, nomeadamente ao nível da medição das grandezas eléctricas, das razões de transformação dos transformadores de medida e da inexactidão do valor da impedância de linha.

Perante estas imprecisões, na prática não é possível garantir uma protecção efectiva de todo o comprimento da linha à qual a protecção de distância está associada. Na figura 2.12 apresenta-se um *layout* de um troço de rede protegido por uma protecção de distância.

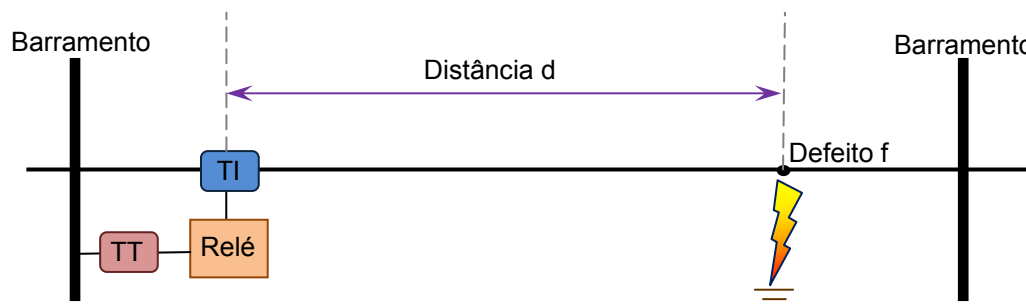


Figura 2.12 – Esquema simplificado da zona de protecção 1.º escalão da Protecção de Distância

As protecções de distância são provavelmente as mais utilizadas mundialmente na detecção de curto-circuitos em redes de muito alta e alta tensão. Esta protecção não só utiliza o tempo como critério de selectividade, mas também a distância entre a protecção e o ponto de defeito, daí resulta o nome de protecção de distância. Quando utilizadas em redes emalhadas estas deverão ser do tipo direccional para uma melhor selectividade entre protecções. Os relés de distância avaliam a distância ao defeito através da medida da impedância da linha. Tal é conseguido com recurso a medidas de tensão e corrente na linha a proteger.

2.4.3.4.1 Desempenho da actuação da Protecção de Distância

A aplicação de protecções de distância, que utiliza a medida da impedância numa linha como critério de actuação, permite ultrapassar limitações das protecções de máxima intensidade em redes de energia complexas. Na medida em que um curto-circuito numa linha se traduz num aumento de corrente, decréscimo de tensão e variação da defasagem entre as grandezas eléctricas, é possível detectá-lo por medida da queda do valor da impedância, vista do início da linha. Desta forma, uma protecção de distância apresenta elevada precisão na detecção e localização de defeitos, assim como tempos de actuação rápidos.

Verifica-se, contudo, que este tipo de protecções apresenta problemas de alcance quando aplicados a linhas curtas pois pode responder a um defeito fora da sua zona de actuação. Isto significa que se põe em causa a segurança do sistema de protecção.

Sendo a impedância duma linha proporcional ao seu comprimento (admite-se que a linha é homogénea na sua extensão), a medição da impedância permite, pois, localizar defeitos que nela ocorrem. Para tal, o relé calcula a impedância aparente da linha com base na corrente que a percorre e a tensão no ponto onde está instalado (um extremo da linha) da seguinte forma [7]:

- Para defeitos fase-fase considera-se (2.13):

$$Z_r = \frac{U_{AB}}{I_{AB}} \quad (2.13)$$

- Para defeitos envolvendo a terra utiliza-se a relação (2.14):

$$Z_r = \frac{U_A}{I_A + k_0 I_h} \quad (2.14)$$

onde o termo adicional utiliza a componente homopolar da corrente e $k_0 = \frac{z_h}{z_d} - 1$ em que Z_d e

Z_h correspondem, respectivamente, às impedâncias directa e homopolar da linha por unidade de comprimento.

Com este esquema de ligações, o relé verificará sempre na(s) fase(s) com defeito a impedância directa da linha até ao ponto do defeito, isto é, $Z_{def} = z_d \cdot l$. Como esta impedância de defeito será menor do que a impedância que o relé lê durante o funcionamento normal da rede, definem-se na protecção de distância alcances a partir dos quais valores menores de impedância aparente disparam a protecção. Como as grandezas acima são fasores, estes alcances são resistivos e reactivos, podendo ser representados num plano X-R, onde definem características de operação.

Para que uma protecção protegesse uma linha completamente, seria necessário parametrizar como seu alcance o da impedância directa total da linha, Z_d . Contudo, como existem erros associados aos transformadores de medida, aos cálculos das impedâncias e à precisão do relé, essa parametrização poderia resultar em sobre-alcance da protecção, que poderia disparar para defeitos em linhas a jusante. Assim, é usual estabelecer um 1º escalão de protecção da linha que cobre defeitos até 85% do seu comprimento total [2], sendo os restantes 15% de margem para cobrir o erro dos transformadores de tensão ε_{TT} , o erro dos cálculos das impedâncias de parametrização dos relés *parâmetros* $\varepsilon_{Parâmetros}$ e na precisão do relé no cálculo da impedância aparente *protecção* $\varepsilon_{Protecção}$, de acordo com a expressão (2.14):

$$\varepsilon_{Total} = \varepsilon_{Protecção} + \varepsilon_{TT} + \varepsilon_{Parâmetros} < 15\% \quad (2.14)$$

2.4.3.4.2 Limitações associadas ao desempenho da Protecção de Distância

De acordo com o guia do IEEE relativo à aplicação de sistemas de protecções a linhas de transmissão [8], as protecções de distância apresentam como principal limitação, em linhas curtas, a inexactidão da medida da tensão na linha aquando dum defeito. Nesta situação a tensão é muito pequena, o que afecta a precisão relativa da medida da impedância da malha de defeito.

O circuito equivalente da figura 2.13 representa a malha de um qualquer defeito numa linha protegida por uma protecção de distância, sendo Z_S a impedância equivalente a montante do relé, Z_L a impedância da linha, V_S a tensão em vazio da rede eléctrica e V_R a tensão no relé.

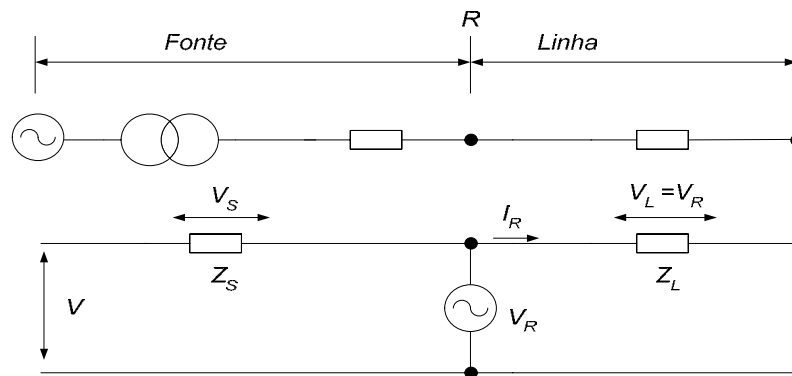


Figura 2.13 – Medida da tensão para a protecção de distância

É possível exprimir a tensão no relé de acordo com (2.15):

$$V_R = \frac{Z_L}{Z_S + Z_L} V_S = \frac{1}{Z_S/Z_L + 1} V_S \quad (2.15)$$

Note-se que para um defeito entre fases, V_S corresponde à tensão composta e as impedâncias a montante e da linha utilizadas seriam apenas as directas, contudo, um defeito envolvendo a terra exige que se considere a tensão simples da rede e as diferentes componentes das impedâncias.

Observa-se assim que o rácio entre a impedância equivalente da rede a montante da protecção de distância (Z_S) e a impedância da linha protegida (Z_L) é determinante para a tensão medida pelo relé. Se esta relação for elevada as tensões medidas serão baixas e poderão afectar o alcance, a direccionalidade e a velocidade de operação do relé, de acordo com as seguintes condicionantes:

Velocidade de operação: Em relés electromecânicos encontra-se tipicamente um acréscimo do tempo de operação, podendo daqui surgir problemas de instabilidade. Os actuais relés digitais apresentam tempos de actuação mais homogéneos.

Direccionalidade: Devido à menor velocidade de operação, pode-se perder a memória utilizada para polarização do relé e, com isso, a direccionalidade.

Assim poder-se-á verificar que a Protecção de Distância apresenta problemas na precisão do relé quando submetido a tensões muito baixas – próprias de linhas curtas.

Sendo o 1º escalão definido a 85% da linha, os 15% de margem servem para cobrir os erros com a precisão do relé, os transformadores de tensão e os parâmetros da linha utilizados no cálculo da impedância operacional, de acordo com a expressão 2.14 dever-se-á, portanto, quantificar os erros das protecções de distância e dos *TTs*.

2.4.3.4.3 Erros de transformação de tensão

Os transformadores de tensão usualmente utilizados nas redes de distribuição e transporte, em Portugal, são do tipo indutivo, respeitando a norma CEI 60044-2. Esta norma define duas classes em função da incerteza apresentada: *3P* se 3% e *6P* para 6%.

Estes limites superiores para o erro de tensão são assegurados para uma tensão primária entre 5% e $V_f \cdot 100\%$ do valor nominal (com $V_f = 1,2, 1,5$ ou $1,9$, consoante o nível de sobretensão a

admitir). A norma define ainda que a 2% da tensão nominal, o erro é limitado por uma percentagem dupla da sua classe.

Considerando um *TT* com uma tensão secundária nominal de 100 V, 5% da tensão simples nominal corresponde a 2,89 V, enquanto que para 2% se traduz em 1,15 V.

Relativamente ao erro dos transformadores de intensidade não é necessário ser considerado pois referimo-nos apenas ao 1º escalão. Uma vez que as correntes se mantêm elevadas, a incerteza dos *TIs* será no sentido decrescente, o que não é susceptível de provocar sobre-alcance.

2.5 Protecção Diferencial

A protecção diferencial é aplicada desde o final do século XIX e foi uma das primeiras a ser usada. Tem um funcionamento rápido e é aplicada em inúmeras situações para a protecção de máquinas eléctricas, transformadores, barramentos, linhas e cabos alimentadores em todos os níveis de tensão [9].

O progresso substancial foi feito com a tecnologia numérica, que fez este princípio de medição ainda mais atraente para o utilizador, como por exemplo, a integração da adaptação da relação de transformação dos transformadores de corrente. A aplicação de fibras ópticas para transmissão de dados digitais entre protecções veio simplificar a comunicação entre várias protecções diferenciais.

Deste modo, a protecção diferencial também pode ser aplicada em linhas de grande comprimento, bem como, em configurações de sistemas complexos com vários terminais de linha.

A protecção diferencial baseia-se na observação da corrente que circula na malha a proteger, devendo o relé actuar caso a diferença entre a corrente de entrada e saída, exceda um valor predefinido, desta forma, este tipo de relé só actua para defeitos dentro da sua própria zona de protecção.

A protecção diferencial foi inicialmente utilizado para proteger transformadores e motores, tendo actualmente sido estendida para protecção de barramentos e, linhas de transmissão e distribuição [6].

As protecções diferenciais são baseadas na comparação de duas ou mais correntes (em fase e amplitude), com um valor estabelecido que é definido por meio de regulação nesta protecção. A protecção diferencial apenas actua quando a diferença entre as correntes que circulam, ultrapassar o valor de corrente definido.

A regulação da protecção diferencial é definida através de uma curva característica, cujos valores são parametrizados após se obter todos os erros intrínsecos á medida das correntes envolvidas no circuito considerado.

Se não houver defeito na linha protegida pela protecção, a corrente diferencial originada pelos erros considerados, é menor que o valor de referência e, desta forma, a protecção diferencial não actua. Caso exista defeito na linha a diferença entre as correntes do secundário dos transformadores de corrente será maior do que o valor de referência estabelecido, implicando a operação da protecção diferencial que accionará os disjuntores do circuito, isolando assim o troço de linha protegida.

Para aumentar a selectividade da protecção diferencial, prevenindo operações intempestivas, é utilizado um valor percentual na protecção diferencial. Este tipo de protecção, tem um valor mínimo absoluto de referência e a decisão de operação é tomada baseada no valor relativo da corrente diferencial.

Esta característica de operacionalidade é apresentada na figura 2.14, onde se pode verificar que o relé actua quando a corrente diferencial exceder um determinado valor de percentagem da corrente diferencial, na qual é definida pela média da corrente de entrada I_1 e, da corrente de saída I_2 da linha a proteger.

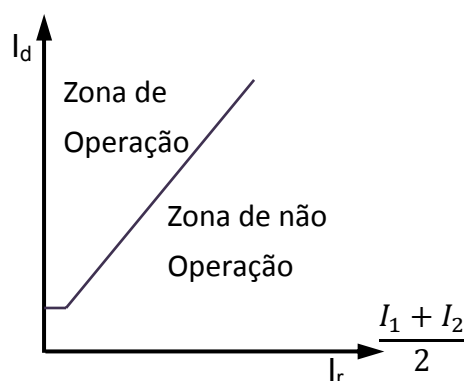


Figura 2.14 – Corrente diferencial / Corrente de restrição

A aplicação desta técnica de protecção na linha a proteger é subordinada, em grande parte, à comunicação estabelecida entre as duas extremidades da linha sendo necessário uma ligação entre os circuitos secundários, podendo envolver cabos de comunicação muito longos. Quanto mais longos forem os cabos, mais cara se torna a sua instalação.

No entanto, a vantagem que oferece em comparação com outros tipos de relés de protecção e com novas tecnologias de comunicação que foram desenvolvidas nos anos mais recentes, permitem que o seu campo de aplicação seja expandido a linhas muito longas [6].

A função diferencial constitui a protecção principal de cabos ou linhas aéreas, permitindo detectar e eliminar defeitos entre os transformadores de intensidade localizados nos painéis de AT que interligam as respectivas subestações.

A função de protecção diferencial residente em cada um dos terminais de protecção localizados nos extremos do cabo ou linha deverá possuir um processamento independente por fase, de modo a efectuar a comparação vectorial das correntes.

Existem dois tipos de protecções diferenciais. Um compara directamente as correntes em cada relé através de um canal de comunicação o outro converte correntes em amplitude e fase em sinais digitais e transmite esses sinais entre as protecções que se encontram instaladas nos extremos da linha a proteger.

O princípio básico de implementação da protecção diferencial, pode ser visualizado na figura 2.15 a), em que se $I_{Local} + I_{Remoto} \neq 0$, então o relé actua. De salientar que normalmente o esquema apresentado na figura 19 b) não é utilizado em virtude do comprimento da linha a proteger ser bastante elevado.

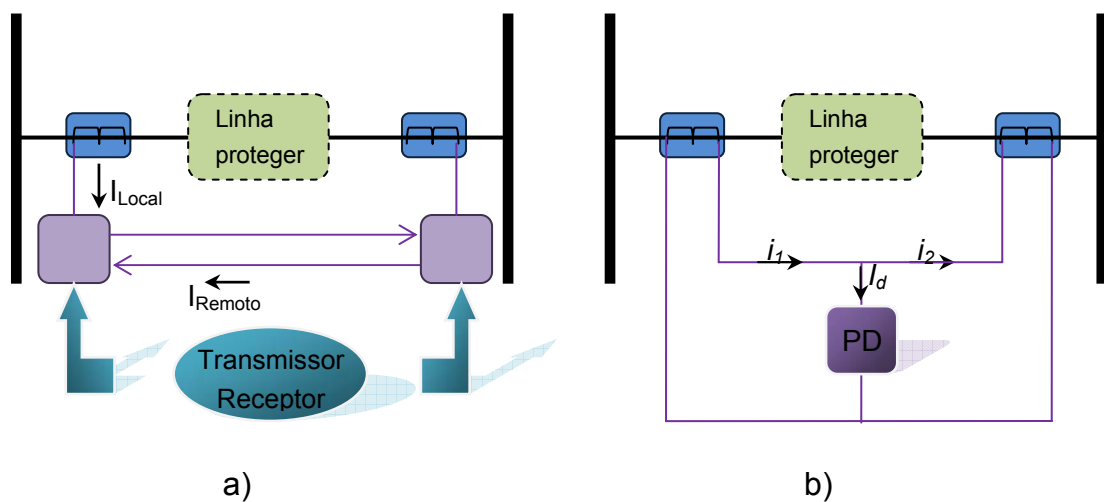


Figura 2.15 – a), b): Esquemas de princípio de protecção diferencial de linha

No final da década de 80 a tecnologia numérica foi introduzida em sistemas de protecção trazendo vantagens significativas do ponto de vista da rapidez e segurança de actuação.

Este tipo de equipamentos, além de possuir funções de protecção são também capazes de executar tarefas adicionais como por exemplo registar eventos e medidas, assim como, registo de oscilografias, sendo actualmente designados por *IED*, devido a executarem outras funções.

Devido ao sistema de auto-monitorização integrado a manutenção deste tipo de equipamentos poderá ser realizada apenas aquando a ocorrência do alarme específico para o efeito, em vez de manutenções rotineiras de prevenção, podendo também ser operados localmente ou à distância através de comunicação específica de cada fabricante. Todos os valores medidos são indicados na protecção, sendo dispensáveis aparelhos de medida externos.

Como exemplo de aplicação das protecções diferenciais, ilustra-se na figura 2.16 uma topologia de rede que necessariamente, se for pretendido eliminação de defeitos instantaneamente, só um sistema de protecção comunicante poderá responder àquele requisito. Neste caso as protecções diferenciais de linha, dado possuírem naturalmente comunicação poderão eliminar defeitos instantaneamente.

Com este tipo de Sistema de Protecção todos os consumidores poderão ser alimentados por várias linhas, que são ligadas de forma a constituírem malhas fechadas. Neste caso, obviamente, que todas as linhas deverão estar dimensionadas para transmitir a potência necessária em caso de avaria de outra linha. Assim, este tipo de topologia de rede assegura uma maior fiabilidade na continuidade do serviço, mas naturalmente com um maior custo.

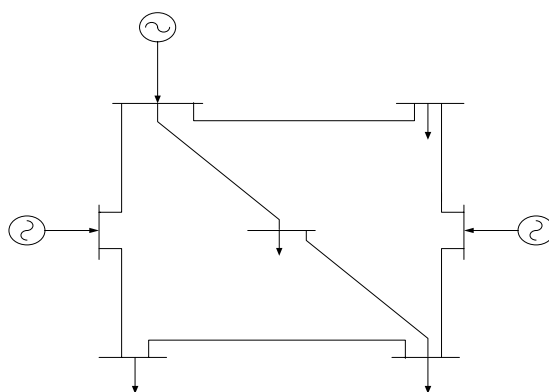


Figura 2.16 – Rede emalhada

3. Protecção Diferencial e Sistemas de Comunicação

Conforme verificado no capítulo precedente a maioria dos princípios de funcionamento das protecções possuem limitações relativamente à extinção instantânea de um defeito a partir dos terminais da linha de transmissão, em particular, quando o defeito ocorrer perto de um dos terminais, havendo também incerteza quanto aos limites da zona protegida.

Como exemplo, da dificuldade de extinção do defeito instantaneamente poder-se-á verificar a figura 3.1.

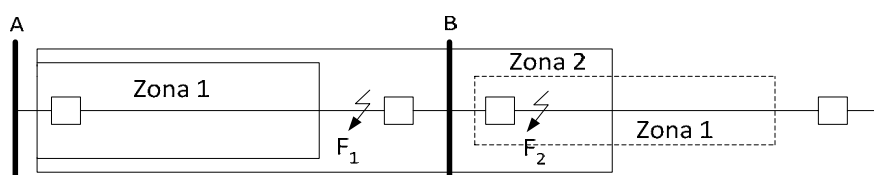


Figura 3.1 – Coordenação entre protecções

Para assegurar selectividade entre as várias protecções é necessário recorrer à selectividade cronométrica. Assim, para eliminação do defeito em F_2 , a protecção do terminal B dispara instantaneamente na primeira zona e a protecção do terminal A utiliza um atraso de tempo para a segunda zona, ou seja, para o disparo de *backup*.

Mas para a do defeito em F_1 a protecção do terminal A actuará na zona 2, com a devida temporização Δt relativamente à zona 1, não sendo possível, assim, eliminar este defeito instantaneamente.

Neste sentido, poder-se-á concluir a necessidade de se optar por uma solução que minimize os tempos de eliminação dos defeitos, sendo a utilização da protecção diferencial a solução ideal para o efeito.

Até há pouco tempo esta solução não era prática corrente devido às distâncias envolvidas na maioria das linhas de transmissão. Para distâncias maiores do que 5 km, só o custo do cabo iria impossibilitar esta solução. Adicionalmente, poderíamos ter um “erro de corrente” introduzido pela saturação dos transformadores de corrente causada pela carga excessiva, corrente de carga da linha de transmissão ou quedas de tensão no próprio cabo devido ao seu comprimento e ainda devido às correntes elevadas secundárias que ocorrem durante o defeito.

A proximidade dos cabos de controlo à linha de transmissão e a sua exposição a descargas atmosféricas requereria níveis de isolamento muito elevados. Todos estes factores condicionavam o uso deste tipo de protecção excepto para linhas curtas (menores de 5 km).

No entanto, mais recentemente, com a utilização do uso de relés digitais e, com o desenvolvimento dos meios de comunicação, a protecção por corrente diferencial de linhas de transmissão tornou-se muito mais apelativa.

3.1 Princípio de funcionamento

O princípio básico da protecção diferencial de linha baseia-se na comparação de correntes, tendo em consideração que a mesma intensidade de corrente, deverá fluir em ambos os extremos da linha.

Considerando que a relação de transformação dos *TIs* é a mesma, os enrolamentos secundários destes equipamentos, situados nos extremos da linha poderiam estar interligados de tal forma que se forme um circuito fechado com a intensidade secundária, e então um elemento de medida interligado com a ligação transversal saberia se a corrente de funcionamento está livre de interferências.

Através do exemplo da figura 3.2 verificamos que quando ocorrer um defeito numa zona delimitada pelos *TIs*, o elemento de medida recebe uma corrente proporcional à soma das correntes (I_1+I_2) proporcional às correntes de defeito, ou seja a corrente I_2 inverterá o seu sentido relativamente a I e passará a somar-se à corrente I_1 .

Portanto a ocorrência de um curto-circuito na zona protegida terá consequências na alteração dos valores das correntes secundárias dos *TIs* que por conseguinte, provocará a circulação de correntes no relé *M*.

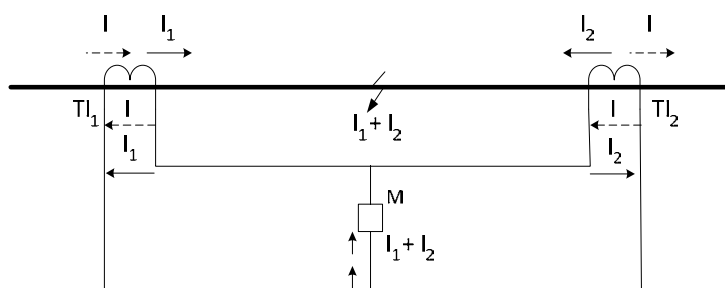


Figura 3.2 – Princípio de funcionamento da Protecção Diferencial de Linha

3.2 Transmissão dos valores medidos

A zona protegida das linhas varia em função da distância das subestações que estão interligadas por essas mesmas linhas. Para que seja possível processar os valores medidos, é necessário que em cada extremo da linha, os dados sejam transmitidos de forma correcta e adequada. Deste modo pode-se analisar a condição de disparo do disjuntor de cada extremo da linha. A protecção codifica os valores medidos em pacotes digitais e transmite através de canais de comunicação.

Para tal, cada equipamento deve dispor de pelo menos um interface para medir a intensidade de corrente local e enviar informação sobre o seu valor, ao extremo oposto. Desta forma cada equipamento pode somar as intensidades de corrente e continuar a processá-las.

Normalmente utiliza-se como meios de comunicação entre as protecções diferenciais, a fibra óptica, fios piloto (pares de cobre), *Wireless* (micro-ondas), PLC (*Power Line Carrier*).

Neste tipo de protecção existem termos como o *Blocking* e *Tripping* que são utilizados nestas comunicações, e que significam respectivamente evitar a actuação indevida das protecções e ordem de disparo das protecções.

Na figura 3.3 esquematiza-se os meios físicos mais vulgarmente utilizados para a comunicação de protecções diferenciais de linha.

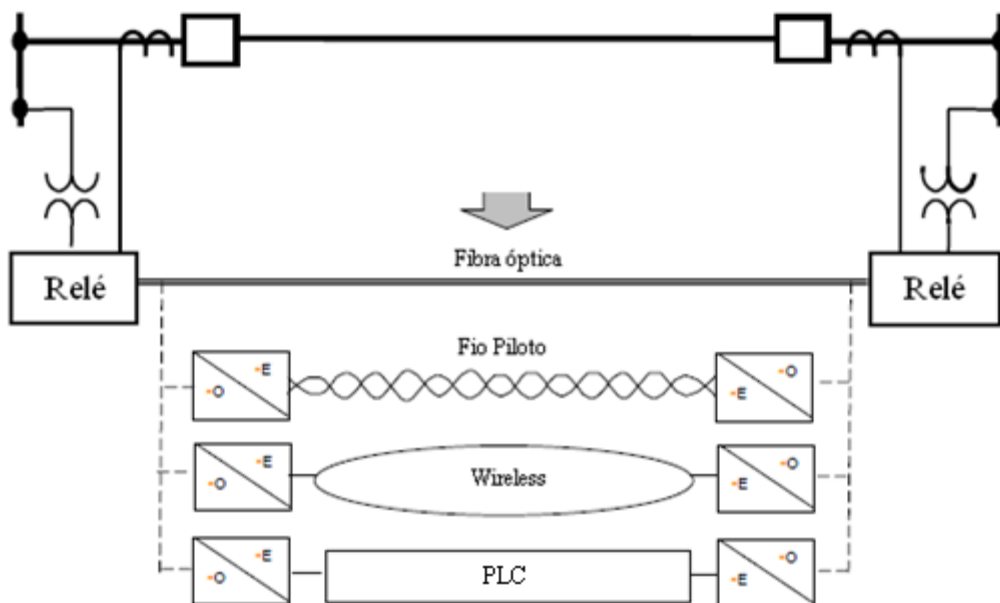


Figura 3.3 – Tipos de Comunicação entre Protecções

A opção pelos meios a utilizar depende da distância a proteger e dos meios de transmissão disponíveis. Para distâncias curtas é possível uma ligação directa por fibra óptica com uma

velocidade de transmissão de 512Kbit/s. Para os outros casos é aconselhável o uso de conversores de comunicação. É preciso ter em conta que os tempos de disparo dos equipamentos de protecção diferencial de linha dependem da qualidade da transmissão e, portanto quanto menor for a qualidade de transmissão maior é o tempo de propagação.

3.3 Comunicação de dados

Historicamente, os relés de corrente diferencial foram aplicados usando uma vasta variedade de meios de comunicações que vão desde cabos piloto dedicados aos recentes cabos de fibra óptica. Como mencionado anteriormente, a performance de um sistema de corrente diferencial está integralmente relacionada com a performance dos seus canais de comunicações.

Os critérios de performance a considerar no projecto ou no formato do canal de comunicação para um sistema digital de corrente diferencial deverão incluir o meio físico de comunicação a largura de banda, o *clock* do sinal e, a eficiência e integridade dos dados. A optimização destes parâmetros resulta no formato de pacote de dados e num interface de canal físico que será adaptável aos equipamentos de protecção.

Um canal de fibra directa dedicada, apesar de ser a solução mais dispendiosa, é claramente a melhor opção para uma elevada performance no esquema de corrente diferencial. Para linhas de grande comprimento, normalmente acima dos 100 km, são normalmente utilizados repetidores de sinal [6].

Com o rápido desenvolvimento dos sistemas de comunicação, as infra-estruturas eléctricas poderão dispor de soluções de protecções que poderão comunicar através de redes de micro-ondas digitais, canais digitais multiplexados que se encontram normalmente disponíveis para a implementação em protecções de linhas de transmissão.

Estes canais são normalmente canais que funcionam a 64 kbps usando interfaces físicos, tais como conversores do tipo *X21* ou conversores do tipo *G703* [6].

3.4 Canais de comunicação

3.4.1 Power Line Carrier

Os sistemas *Power Line Carrier (PLC)* funcionam através da transmissão de sinais de frequências de rádio na banda de 10 a 490 kHz usando as linhas de transmissão. Estes sistemas são fiáveis até distâncias de 100 km, normalmente são utilizados nas linhas de alta tensão e muito alta tensão por possuírem baixas impedâncias para frequências elevadas na ordem de 4kHz [1].

No entanto a comunicação por *PCL* está exposta a ruídos associados às descargas atmosféricas, defeitos e outros fenómenos associados à exposição das linhas aéreas. O *PLC* é um circuito de comunicação extremamente versátil que pode ser aplicado nos esquemas de detecção de defeito por comparação direccional ou de fase, para bloquear ou disparar os disjuntores [25]. O *PLC* tem sido o sistema de comunicação aplicado a sistemas de protecção mais utilizado, mas no entanto e, mais recentemente, os cabos de fibra óptica tornaram-se mais apelativos.

3.4.2 Micro-ondas

Os sistemas por micro-ondas operam entre as frequências de 150MHz a 20GHz. Esta largura de banda pode ser usada nos sistemas de protecção com muitos canais de 4kHz que operam em paralelo. A utilização desta tecnologia aplicada à comunicação dos sistemas de protecção é normalmente apenas uma pequena parte das potencialidades dos sistemas de micro-ondas.

A grande largura de banda permite o envio de uma vasta variedade de informação, como por exemplo, voz, medidas, alarmes, etc. O sistema de micro-ondas não é afectado por problemas na linha de transmissão mas está sujeito a atenuação e distorção atmosférica. O comprimento da transmissão está limitado por uma linha visível entre antenas, mas pode ser aumentado através do uso de repetidores, mas no entanto, a qualidade da comunicação será reduzida [26].

3.4.3 Fibra óptica

A utilização de cabos ópticos tem-se tornado cada vez mais vulgar. A grande vantagem da fibra óptica é de ser imune a interferências de campos eléctricos e magnéticos, fornecendo uma qualidade de transmissão excelente. Existe muito pouca atenuação do sinal e, através do uso de repetidores, o comprimento da transmissão pode ascender a várias centenas de quilómetros.

A comunicação por fibra óptica é também, alargada a outro tipo de sistemas, devido à sua grande capacidade de transmissão de dados, é assim, também utilizado para envio de informação de telemetria e para envio de sinais de comando e controlo. No entanto uma vez disponível torna-se um excelente canal de comunicação para a protecção. Muitas empresas de transporte e distribuição de energia estão a instalar caminhos múltiplos de cabos de fibra óptica a fim de possuírem redundância neste tipo de circuitos.

3.4.4 Cabo Piloto

O cabo piloto ou cabo telefónico é normalmente constituído por condutores de cobre e é o método mais tradicional, utilizado separadamente do circuito de potência para a comunicação entre pequenas distâncias (até 5 km).

Normalmente os condutores são pares torcidos para evitar o cruzamento de informação e a blindagem de cobre ou alumínio ondulado ou entrelaçado, de modo a minimizar a interferência indutiva de linhas de energia que se encontrem na proximidade daqueles cabos [1].

3.4.5 Comparação direccional para disparo e bloqueio

A escolha de um canal de comunicação é baseada em diversos factores importantes como por exemplo, o custo, fiabilidade, o número de terminais e a distância entre eles, o número de canais requeridos para todos os objectivos pretendidos, e não apenas a protecção.

Além destas considerações fundamentais, existe por vezes a necessidade de comparar o sentido das correntes envolvidas de forma a tomar de a decisão de operar ou proceder a um bloqueio da ordem de disparo.

O modo de bloqueio baseia-se no facto da presença de um sinal transmitido prevenir o disparo de um disjuntor e o modo de disparo inicia o processo de desligar um disjuntor. Estes são esquemas de protecção diferentes que estão subjacentes no critério pelo qual a decisão de usar um sinal de bloqueio ou de disparo é executado [1].

O princípio fundamental sobre o qual este esquema é implementado tem como base a análise da direcção do defeito (montante ou jusante), podendo ser facilmente determinada. Um relé direccional pode distinguir entre um defeito interno, ou seja, dentro da zona de protecção ou defeito externo (fora da zona de protecção).

Ao transmitir esta informação para o terminal remoto e aplicando a lógica apropriada, ambos os terminais podem calcular se o defeito se encontra na linha protegida ou fora dela.

3.5 Análise da sincronização da protecção diferencial de linha

Um dos requisitos básicos de uma protecção diferencial é que todos os dados utilizados no cálculo da corrente diferencial deverão estar relacionados com o tempo, ou seja, dependem da sincronização dos sinais trocados entre as várias protecções. Assim, existe a necessidade de manter os tempos muito precisos para informação dos relés.

Tradicionalmente, os fabricantes de protecções diferenciais têm implementado nos seus relés duas técnicas primárias que podem ser satisfatórias de modo a se obter a sincronização das variáveis a processar.

A primeira técnica é manter o acerto de tempo baseando-se numa fonte temporal externa, nomeadamente o uso do tempo absoluto a partir do sistema de GPS (*global positioning satellite*), que se encontra tão generalizado e disponível [8]. A desvantagens desta técnica deve-se ao facto do relé necessitar de um componente extra de hardware para a função temporal e a disponibilidade a longo prazo não está garantida já que o seu funcionamento primário é de origem militar.

Uma técnica alternativa de sincronização que não necessita de hardware extra é a técnica de *internet* chamada “*Ping Pong*”, que se baseia na medição dos tempos de comunicação de ida e de volta da mensagem e usando esses mesmos tempos para relacionar correctamente os dados recebidos com os dados locais. Este procedimento encontra-se descrito no capítulo “técnicas de medida”.

3.5.1 Técnicas de medida para sincronização da protecção diferencial

A protecção de comparação foi aplicada desde o início do século XX. Em 1904, *C.H. Merz e B. Price* obtiveram a patente britânica número 3896 para uma protecção de linha diferencial.

Os sistemas de medida foram desenvolvidos usando a tecnologia electromecânica tendo em conta o fenómeno de indução para accionar bobinas. Com a evolução tecnológica mais tarde surgiram os relés estáticos e na década de 80 começaram a ser desenvolvidos os relés de tecnologia numérica, cuja aplicação tem vindo a ser utilizada.

3.5.2 Sistemas de medida electromecânicos

Cada unidade de protecção procede à adição e subtracção das correntes que são enviadas através dos transformadores de intensidade.

A comparação é depois realizada utilizando o princípio de indução com um disco *Ferraris* ou uma ponte rectificadora com um relé de bobina móvel [1].

O modo de operação dos relés de indução é baseado na força resultante entre uma bobina fixa através da qual a corrente flui e um condutor móvel ao qual a bobina fixa induz corrente.

O condutor móvel pode ser um disco ou um cilindro. A protecção diferencial gera um fluxo alternado que se opõe à da corrente restrita e à corrente operacional (diferencial) através das bobinas de excitação correspondentes.

A corrente operacional actua como um binário de aceleração no disco e é oposta pelo binário produzido pela corrente restrita. O disco *Ferraris* é mantido na sua posição inicial com uma mola de retenção. Quando o relé opera, o contacto que roda com o disco, ou seja, contacto móvel, toca o contacto fixo oposto.

Com o aparecimento das bobines móveis, foi possível sensibilizar o disparo e por conseguinte permitir níveis de disparo muito sensíveis. Esta tecnologia consiste num íman permanente com uma bobina de excitação móvel no seu campo magnético. A bobina móvel mantém-se na posição inicial através de uma mola de retenção.

Quando a corrente ultrapassa o limiar disparo, a bobina roda na direcção da operação e activa um contacto. O relé de bobina móvel é um relé de corrente *CC* polarizada e apenas opera quando a corrente flui na direcção de disparo.

3.5.3 Sistema de medida estática analógica

Esta tecnologia substituiu o relé de bobina móvel por um comparador linear estático. Para isso foram inicialmente usados transístores e amplificadores operacionais. Desta forma puderam ser implementados circuitos de medida mais complexos e exactos. As medidas livres de inércia também permitiram a redução do tempo de disparo para intervalos de tempo menores que um ciclo.

3.5.4 Sistemas de medida digital

Com os relés numéricos a comparação e processamento dos valores medidos são efectuados através de microprocessadores. Assim sendo, são vantagens significativas relativamente às técnicas de medida analógicas.

Filtros numéricos e algoritmos de protecção inteligentes facilitam a elevada precisão das medidas e a flexibilidade de introdução de valores de regulação. A aplicação de técnicas de medidas adaptativas resulta em tempos de operação menores e, elevada estabilidade no caso de “eventos” devido à saturação dos *TIs* [22].

3.5.5 Protecção diferencial com valor de comparação instantâneo

A comparação de valores instantâneos nas protecções diferenciais é efectuada com os valores digitalizados da corrente instantânea. Estes valores podem ser comparados em cada instante da amostra, sendo necessário que a amostragem esteja sincronizada com as correntes provenientes dos dois terminais de protecção.

Por razões de segurança, o disparo não vai depender apenas de um único instante de amostra, mas sim apenas se os critérios de medida se verificam em vários instantes de amostragem subsequentes.

Se um limiar de disparo fixo for definido, a medição irá apenas disparar se todos os valores instantâneos n estão acima deste limiar de disparo. Na figura 3.4 está representado a amostragem de um sinal alternado sinusoidal através do mapeamento de uma alternância e as respectivas amostras.

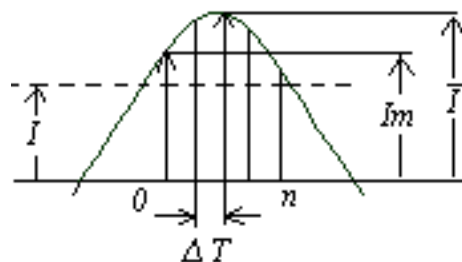


Figura 3.4 – Cálculo do valor eficaz através de amostras

Assumindo-se medições de valores sinusoidais, o máximo correspondente ou valor eficaz pode ser calculado através da expressão (3.1).

$$\bar{I} = \frac{I_{\text{e}}}{\cos\left(\frac{n1}{2}\right) \cdot \Delta\varphi} \quad (3.1)$$

Com:

$$\Delta\varphi = \omega \cdot \Delta T \cdot \frac{360}{2\pi} \quad (3.2)$$

Neste contexto, f é a frequência da amostra e ΔT é o intervalo de amostragem correspondente, sendo f_N a frequência do sistema.

3.5.6 Protecção diferencial com comparação por fasores

Na comparação de valores instantâneos os valores da amostra são comparados directamente, neste caso as variáveis são transformadas em fasores e só após esta transformação matemática se processará à devida comparação. Assim, os fasores de corrente são calculados a partir de um número de valores de amostras (de acordo com o tamanho da janela de dados seleccionada) para serem comparados entre si.

A técnica básica de cálculo assenta na aplicação da Transformada Discreta de *Fourier*, derivando de uma função no domínio da frequência $F(j\omega)$ a partir da função no domínio de tempo $f(t)$, onde as componentes de frequência (incluindo harmónicas) são explicitamente consideradas [21].

Assim sendo, a componente fundamental do sinal medido pode ser extraído enquanto se suprime eficazmente os sinais de interferência (harmónicas de ordem mais elevada). Os valores da amostra são correlacionados com os coeficientes do filtro em forma de seno e cosseno, Assim a transformada discreta de Fourier pode reenviar a componente fundamental do valor medido sob a forma de um fasor (vector) com amplitude e ângulo.

Se a amostragem dos vários valores medidos é feita simultaneamente, por outras palavras, as janelas de dados são coincidentes, obtêm-se medições de valores de fasor sincronizados. Estas podem ser comparadas e processadas directamente através do uso de regras numéricas de cálculo complexas. Esta situação é válida para equipamentos de protecção que possam realizar as referidas operações dos valores medidos numa localização central.

No caso da protecção diferencial de linha, a captação do valor medido é feita por protecções separadas por longas distâncias. A sincronização da amostra em todos os equipamentos é possível com técnicas usuais suportadas por *GPS*, o que no entanto requer complexidade e gastos adicionais pelo que é apenas fornecida como um extra opcional nos equipamentos *standard*.

Acresce ainda o inconveniente da protecção ser sincronizada a partir de uma fonte externa, ficando esta dependente da disponibilidade do sistema de *GPS*.

3.5.7 Sincronização dos fasores através do canal de comunicação

Para se proceder à sincronização dos fasores dos valores medidos a amostra nos dois terminais da linha é realizada de forma assíncrona sob controlo do relógio interno das protecções. A diferença de tempo entre a amostra de dois relés é determinada através de um registo de tempo aplicado a cada relé, tendo em conta o atraso da comunicação e a respectiva correcção.

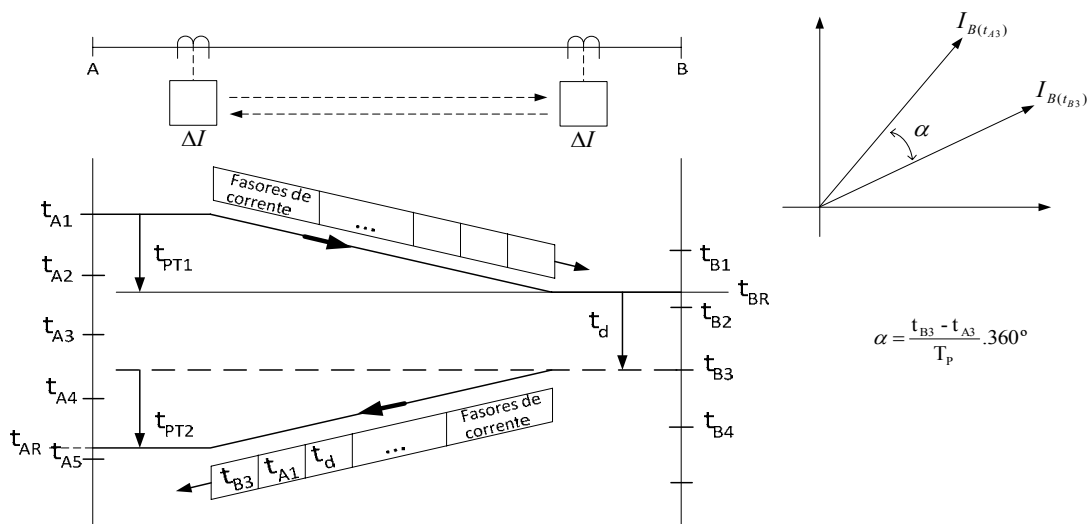


Figura 3.5 – Tempos de amostragem e propagação pela técnica “Ping Pong”

Tendo por base a figura 3.5 verifica-se que o relé *A* transmite os dados do fasor de corrente (componentes reais e imaginárias) que são aplicáveis no instante t_{A1} com o registo de tempo t_{A1} . O relé *B* recebe a mensagem (telegrama) no instante t_{BR} baseando-se nas suas medições em tempo local.

Depois de um processamento interno, o relé *B* actualiza a hora e transmite um telegrama com o tempo actualizado, para ao relé *A*. Este contém os dados do fasor de corrente do relé *B* que são válidos para o instante t_{B3} , para o valor recebido t_{AR} e para a mudança de tempo t_d . O aparelho *A* recebe esta mensagem, ou seja a resposta no instante t_{AR} , baseando-se no seu próprio relógio.

Além desta metodologia associada ao processamento da duração da propagação dos sinais, assume-se que o tempo de propagação no canal de comunicação nos trajectos de recepção e de envio é o mesmo e por isso pode ser calculado através da seguinte expressão:

$$t_{PT1} = t_{PT2} = \frac{1}{2} (t_{A1} - t_{AR} - t_d) \quad (3.3)$$

A equação contém apenas os tempos que são medidos em A e uma diferença de tempo que foi medida em B . O instante da amostra t_{B3} , que se aplica para o fasor de corrente, pode por conseguinte, ser relacionado com o relógio em A .

$$t_{B3} = t_{AR} - t_{PT2} \quad (3.4)$$

O fasor de corrente $I_B(t_{B3})$ que é recebido pelo relé A e enviado pelo relé B tem de ser alinhado com $I_B(t_{A3})$ através de um ângulo α que corresponde à diferença temporal $t = t_{B3} - t_{A3}$. Assim será possível realizar uma comparação sincronizada com o fasor corrente $I_{A(t_{A3})}$.

Note-se que a técnica de *Ping Pong* assume que os tempos de transmissão de ida é de volta são iguais. Esta afirmação não é válida para o conjunto de soluções de comunicação que podemos encontrar nas redes eléctricas.

3.6 Compensação da corrente de carga

A premissa básica para o funcionamento dos esquemas de protecção diferencial é que o somatório das correntes que entram na zona protegida tem de ser zero. No caso de uma linha de transmissão do sistema eléctrico, esta premissa pode não ser inteiramente verdadeira devido à corrente de carga capacitiva da linha.

Para linhas de transmissão aéreas de curta distância as correntes de carga podem ser tratadas como se fossem pequenos erros desconhecidos. Neste caso, o erro devido à corrente de carga é compensado pela característica de percentagem de restrição do esquema de corrente diferencial.

Para linhas de transmissão de grandes distâncias as correntes de carga podem ser demasiado elevadas para poderem ser tratados como pequenos erros desconhecidos. Neste caso é por vezes necessário dessensibilizar a protecção de corrente diferencial para prevenir um mau funcionamento.

De acordo com figura 3.6 para linhas de grande comprimento a carga da própria linha produzirá correntes muito elevadas que deverão ser consideradas na definição dos parâmetros da protecção diferencial.

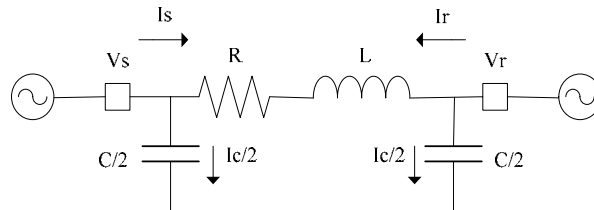


Figura 3.6 – Linha de alta tensão e respectivas capacidades

Neste sentido, existe a necessidade de compensar a corrente de carga devido principalmente às capacidades das linhas. No capítulo da simulação poder-se-á verificar que uma linha de 500 km alimentada por uma tensão de 500 kV produz uma corrente de carga bastante elevada.

3.7 Testes reais de comunicação de protecções diferenciais

Para se avaliar o desempenho da comunicação e respectiva sincronização entre protecções diferenciais de linha procedeu-se ao ensaio da comunicação entre duas protecções diferenciais *Siemens 7SD522*, utilizando-se para o efeito equipamento de teste específico [10].

Estes testes foram naturalmente realizados em laboratório dado ser bastante difícil reproduzir numa linha de transmissão as condições de sincronismo das grandezas analógicas a introduzir nas protecções diferenciais.

Neste sentido, injectaram-se nas entradas analógicas das duas protecções três correntes de teste simétricas, com a mesma amplitude e em fase com a tensão de modo a que ambas as protecções tivessem as correntes sobre o mesmo referencial.

Na figura 3.7 poder-se-á visualizar a imagem extraída do sistema de ensaio de laboratório utilizado para testar as protecções.

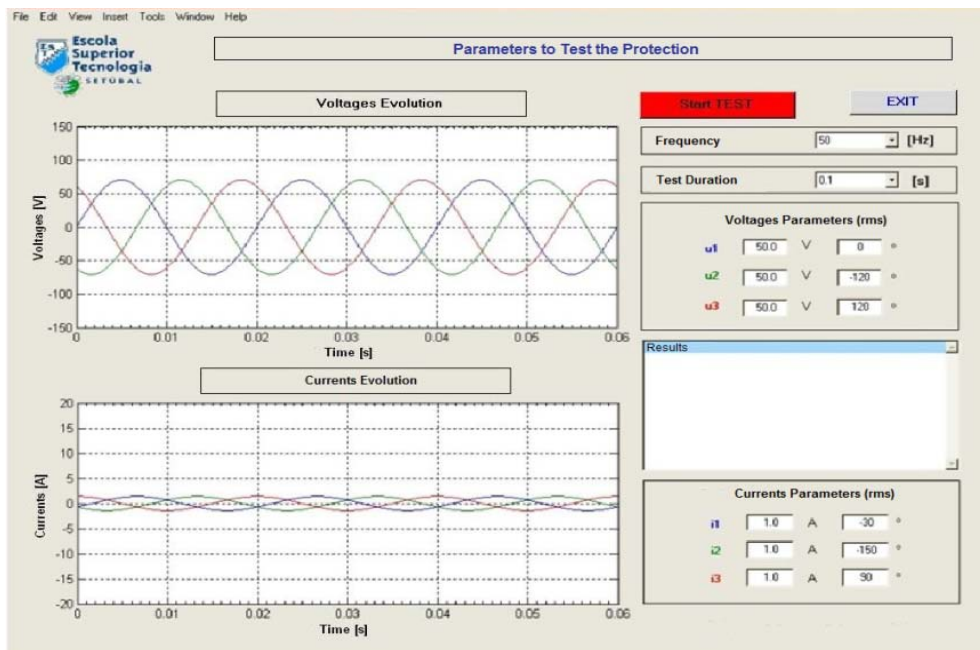


Figura 3.7 – Correntes e tensões de teste injectadas em duas protecções diferenciais

A sincronização da comunicação foi testada através da ligação directa das duas protecções por fibra óptica e, através da ligação por conversores do tipo *X2I*, obtendo-se resultados diferentes para as duas metodologias de comunicação.

Com as protecções ligadas por fibra óptica procedeu-se à observação da sincronização das correntes cuja análise é efectuada pela comparação das oscilografias da corrente de uma das protecções e, da corrente enviada pela outra protecção.

Na figura 3.8 poder-se-á visualizar os diagramas temporais de uma fase das correntes das duas protecções.



Figura 3.8 – Correntes de teste injectadas em duas protecções com ligação por fibra óptica

Para se verificar o desfaseamento das três correntes de uma das protecções e compará-las com as três correntes provenientes da outra protecção através do canal de comunicação (figura 3.9) poderemos verificar as referidas correntes referentes às protecções identificadas como *K1* e *K2*.

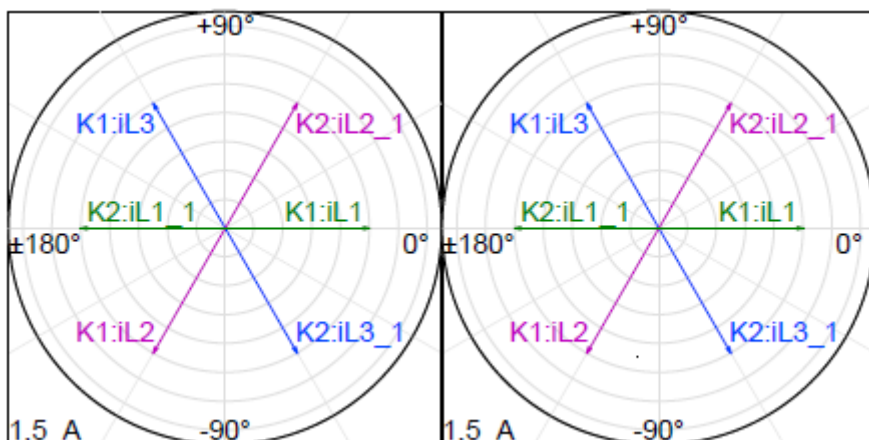


Figura 3.9 – Correntes vectoriais do teste de protecções diferenciais com ligação por fibra óptica

Dos resultados obtidos poder-se-á verificar, através da tabela 3.1 que a sincronização das correntes não é totalmente perfeita, verificando-se assim, que as correntes de uma protecção estão desfasadas de 179,9° das correntes enviadas pela outra protecção, ou seja, verifica-se um desfaseamento de 0,1° correspondente aproximadamente a uma diferença de tempos de 5,55 μ s.

Measuring Signal	Value	Phase	Real	Imag
K1:iL1	1,00 A	0,0°	1,00 A	0,000 A
K2:iL1_1	1,00 A	179,9°	-1,00 A	0,002 A
K2:iL1_1 - K1:iL1	0,00 A	179,9°	-2,00 A	0,002 A

Tabela 3.1 – Ensaio de comunicação de protecções diferenciais com ligação por fibra óptica

Com as protecções ligadas através de conversores *X21* procedeu-se à observação da sincronização das correntes cuja análise é efectuada pela comparação das oscilografias da corrente de uma das protecções e, da corrente enviada pela outra protecção.

Na figura 3.10 poder-se-á visualizar os diagramas temporais de uma fase das correntes das duas protecções.

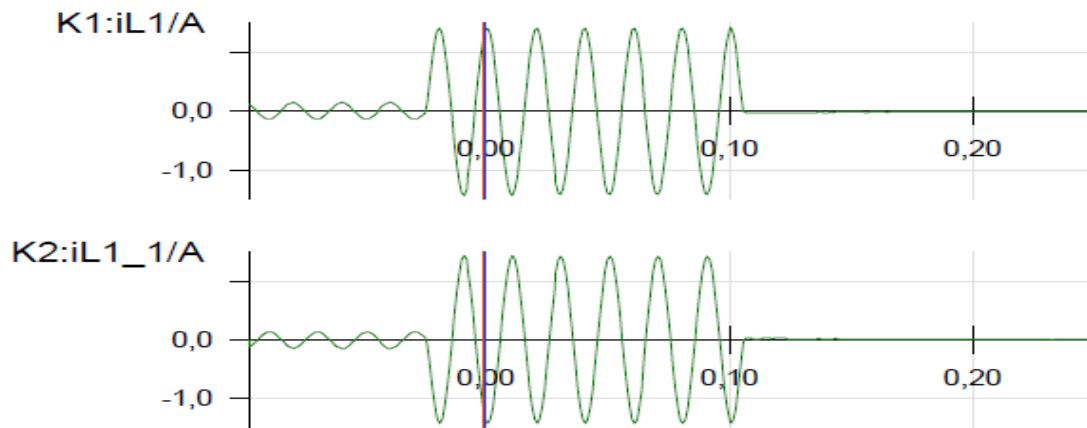


Figura 3.10 – Correntes de teste injectadas em duas protecções diferenciais com ligação por X21

Para se verificar o desfasamento das três correntes de uma das protecções e compará-las com as três correntes provenientes da outra protecção através do canal de comunicação (figura 3.11) poderemos verificar as referidas correntes referentes às protecções identificadas como K1 e K2.

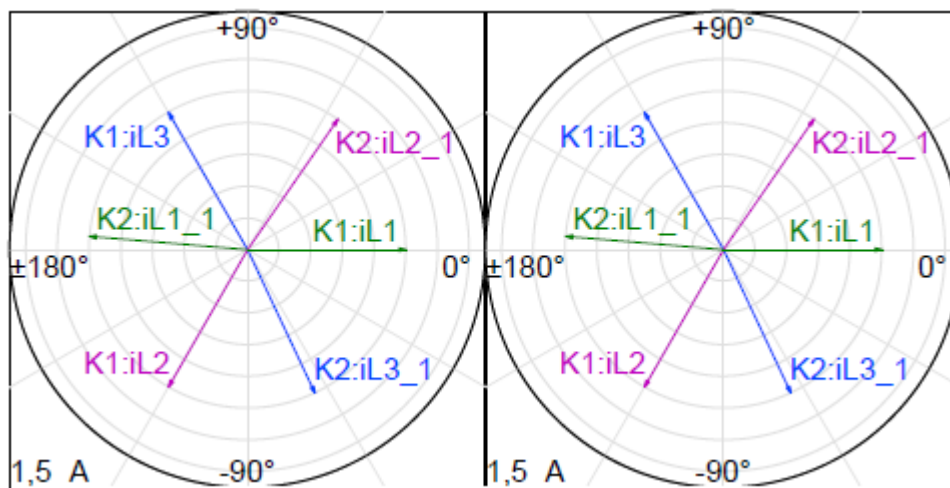


Figura 3.11 – Correntes vectoriais do teste de protecções diferenciais com ligação por X21

Dos resultados obtidos poder-se-á verificar, através da tabela 3.2 que a sincronização das correntes não é perfeita, verificando-se assim, que as correntes de uma protecção estão desfasadas de $175,2^\circ$ das correntes enviadas pela outra protecção, ou seja, verifica-se um desfasamento de $4,8^\circ$ correspondente aproximadamente a uma diferença de tempos de $0,26\text{ ms}$.

Measuring Signal	Value	Phase	Real	Imag
K2:iL1_1	1,00 A	175,2°	-1,00 A	0,084 A
K1:iL1	1,00 A	0,0°	1,00 A	0,000 A
K1:iL1 - K2:iL1_1	-0,00 A	-175,2°	2,00 A	-0,084 A

Tabela 3.2 – Resultado do ensaio de comunicação de protecções diferenciais com ligação por X21

Face aos resultados obtidos verifica-se a necessidade de corrigir o atraso da informação que é transmitida através do canal de comunicação.

3.8 Protecção Homopolar e comparação direcciona

A protecção por comparação direcciona normalmente é instalada de modo a proceder à troca de sinais que indicam a direcção do defeito a partir da localização dos relés.

À semelhança da protecção de distância, a protecção *homopolar* direcciona tem efectivamente dificuldade em detectar defeitos *fase-terra* muito resistivos.

Considerando um pequeno troço de uma linha e admitindo que entre a fase a e a terra se dá um curto-circuito com uma impedância Z_{def} (que será nula no caso de um curto-circuito franco).

Naturalmente, a corrente de curto-circuito fechar-se-á através da impedância Z_n de ligação do neutro do transformador à terra [21], como se representa na figura 3.12.

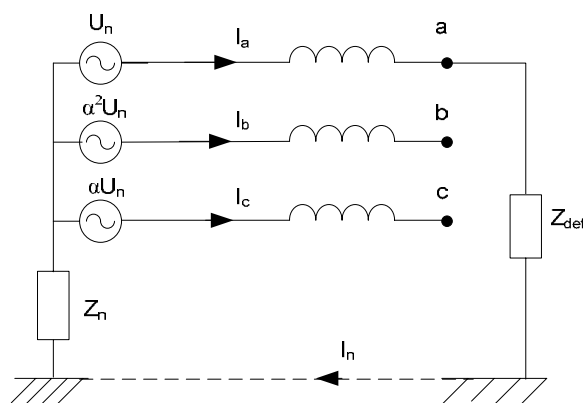


Figura 3.12 – Troço de linha com curto-circuito fase-terra

De acordo com o sistema das componentes simétricas de corrente definido no sistema de equações 3.5:

$$\begin{aligned}
I_d &= \frac{I_a + \alpha I_b + \alpha^2 I_c}{3} \\
I_i &= \frac{I_a + \alpha^2 I_b + \alpha I_c}{3} \\
I_h &= \frac{I_a + I_b + I_c}{3}
\end{aligned}
\tag{3.5}$$

Considerando que num curto-circuito fase-terra:

$$I_b = I_c = 0 \tag{3.6}$$

Resulta:

$$I_d = I_i = I_h = \frac{I_a}{3} \tag{3.7}$$

A tensão fase – neutro na fase a é, dada por:

$$V_a = (Z_{def} + Z_n) I_a \tag{3.8}$$

Uma vez que:

$$V_a = V_d + V_i + V_h \tag{3.9}$$

Resulta:

$$V_d + V_i + V_h = (3Z_{def} + 3Z_n) I_d \tag{3.10}$$

O esquema da linha representada na figura 3.12, pode ser equiparada ao gerador com respectivo neutro ligado à terra, deste modo pode-se usar os esquemas equivalentes directo, inverso e homopolar do gerador.

Caso sejam ligados de acordo com a figura 3.13, são verificadas as últimas equações obtidas na situação de curto-circuito fase-terra.

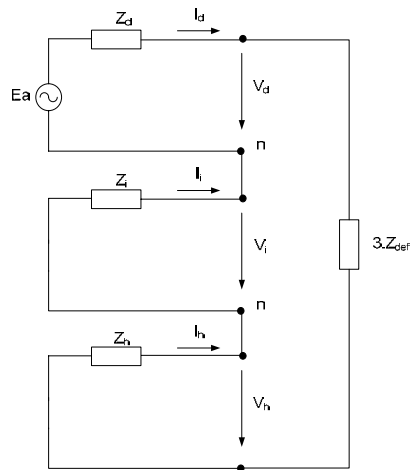


Figura 3.13 – Esquema de ligações para curto-circuito fase-terra

Deste esquema resulta na expressão (3.11) o valor das componentes simétricas da corrente:

$$I_d = I_i = I_h = \frac{Un}{Z_d + Z_i + Z_h + 3Z_{def}} \quad (3.11)$$

Onde:

Un – tensão no ponto M antes do defeito

Zd – impedância directa vista do ponto M

Zi – impedância inversa vista do ponto M

Zh - impedância homopolar vista do ponto M

Considerando a figura 3.1 representativo de uma rede de Alta Tensão ou Média Tensão, traduzido num esquema multifilar com o respectivo transformador, barramento e três linhas de saída é colocada uma fase à terra originando um curto-circuito fase-terra.

Neste sentido, poder-se-á verificar a circulação das correntes homopolares através da fase com defeito e através das fases, ou seja, poderemos analisar as correntes que efectivamente contribuem para a corrente de defeito.

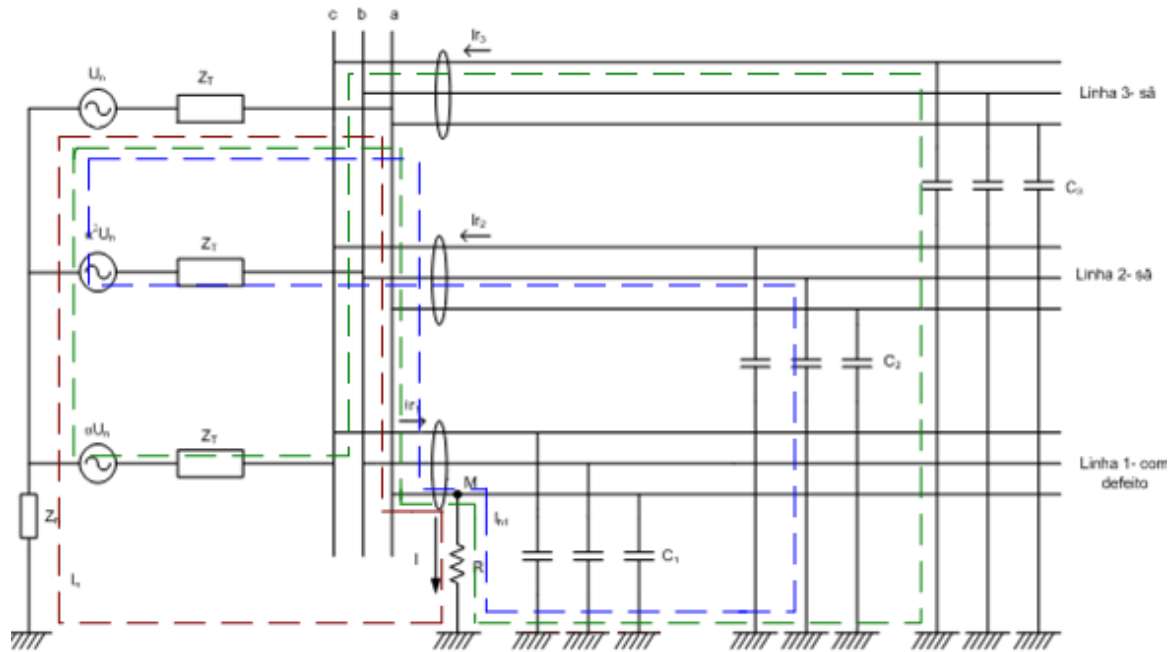


Figura 3.14 – Esquema multifilar de uma rede com curto-circuito fase-terra

Onde:

M – Ponto de defeito entre uma fase e a terra;

R – Resistência de defeito;

I – Corrente de defeito;

C_1 , C_2 e C_3 – Capacidade homopolar da respectiva linha;

C – Capacidade homopolar total da rede

I_{r1} , I_{r2} , I_{r3} – Correntes capacitivas quando ocorre um defeito numa linha.

Definindo Z_0 , como sendo a impedância *homopolar* do transformador de potência com a impedância de neutro, isto é:

$$Z_0 = Z_{th} + 3Z_n \quad (3.12)$$

A impedância *homopolar* vista do ponto M, vem dada por:

$$\frac{1}{Z_h} = \frac{1}{Z_0} + \frac{1}{\frac{1}{j\omega C}} \Leftrightarrow Z_h = \frac{Z_0}{1 + j\omega CZ_0} \quad (3.13)$$

Sendo C, a capacidade total da rede

Considerando $Z_d = Z_i = 2 \times Z_t$ ¹. Sendo que Z_t representa a impedância a montante ao ponto de defeito, a equação (3.11) toma o seguinte desenvolvimento:

$$I_h = \frac{(1 + j\omega CZ_0) U_n}{Z_0 + (2Z_t + 3R) \times (1 + j\omega CZ_0)} \quad (3.14)$$

Deste modo a corrente de defeito resulta:

$$I = \frac{3 \times (1 + j\omega CZ_0) U_n}{Z_0 + (2Z_t + 3R) \times (1 + j\omega CZ_0)} \quad (3.15)$$

Quando ocorre um defeito numa determinada linha, existem correntes residuais a circular nessa linha e nas restantes linhas que não foram afectadas.

De acordo com a figura 3.13, uma das fases da linha 1 sofreu um defeito fase-terra, originando correntes *homopolares* I_{h1} , I_{h2} e I_{h3} , nas respectivas linhas que alimentam o defeito.

A corrente residual na linha 1, é dada por:

$$I_{r1} = 3 I_{h1} \quad (3.16)$$

A corrente *homopolar* na linha 1 é definida do seguinte modo:

$$I_{h1} = \frac{Z_h}{Z_{h1}} I_h \quad (3.17)$$

Sendo que a impedância *homopolar*, Z_{h1} é descrita por:

$$\frac{1}{Z_{h1}} = \frac{1}{Z_0} + \frac{1}{\frac{1}{j\omega(C - C_1)}} \quad (3.18)$$

¹ - $Z_d = Z_i$, já que os elementos considerados até ao ponto de defeito são a linha e o transformador.

Pelo que a corrente residual da linha 1 vem:

$$I_{r1} = \frac{3 \times (1 + j\omega(C - C_1)Z_0) U_n}{Z_0 + (2Z_t + 3R) \times (1 + j\omega CZ_0)} \quad (3.19)$$

De modo idêntico a corrente residual na linha 2, é dada por:

$$I_{r2} = -3I_{h2} \quad (3.20)$$

O sinal “-“ indica que a corrente residual I_{r2} que alimenta o defeito, circula em sentido contrário à corrente que alimenta uma carga ligada a essa linha.

A corrente *homopolar* I_{h2} é descrita por:

$$I_{h2} = \frac{Z_h}{Z_{h2}} I_h \quad (3.21)$$

A impedância *homopolar* Z_{h2} vem:

$$Z_{h2} = \frac{1}{j\omega C_2} \quad (3.22)$$

A corrente residual da linha 2 é deste modo descrita por:

$$I_{r2} = -\frac{3 \times (j\omega C_2 Z_0) U_n}{Z_0 + (2Z_t + 3R) \times (1 + j\omega CZ_0)} \quad (3.23)$$

Seguindo o mesmo raciocínio, a corrente residual na linha 3 toma a seguinte expressão:

$$I_{r3} = -\frac{3 \times (j\omega C_3 Z_0) U_n}{Z_0 + (2Z_t + 3R) \times (1 + j\omega CZ_0)} \quad (3.24)$$

Considerando a equação da corrente de defeito, (3.15). Caso a resistência de defeito apresente um valor demasiado elevado a corrente de defeito toma um valor bastante pequeno que poderá ser inferior a corrente operacional de protecção (I_{op}), que torna a detecção do defeito mais complicada. A máxima resistência que a protecção consegue detectar (ser sensível) os defeitos é dada por:

$$R_{def} = \frac{\left(\frac{3 \times (1 + j\omega CZ_0) U_n}{I_{op}} \right) - Z_0 - 2Z_t (1 + j\omega CZ_0)}{3 \times (1 + j\omega CZ_0)} \quad (3.25)$$

O desenvolvimento do método de detecção direcciona baseia-se se na relação de fase existente entre as correntes fase ou sequenciais e quantidades polarizáveis seleccionadas, como por exemplo correntes de sequência 0 ou tensões sequenciais negativas ou 0.

Contudo, mudando a configuração do sistema pode afectar as quantidades polarizadas usadas para determinação direcciona e ter como consequência o mau funcionamento do relé. Por exemplo, se o elemento direcciona é uma tensão polarizada sequencial negativa e a fonte a montante do relé uma fraca impedância sequencial negativa, a tensão sequencial negativa medida no local do relé pode ser muito baixa.

As protecções por comparação direcciona têm a vantagem de não necessitarem de comunicação entre as protecções e não serem afectadas pela saturação dos TI , mas no entanto são pouco sensíveis a defeitos muito resistentes. Note-se que para dar cumprimento à função direcciona é necessário processar correntes e tensões [11].

4. Nova abordagem de comunicação e automação da comunicação de protecções diferenciais e comparação direccional de linha

4.1 Protecção diferencial de corrente

Um dos princípios de funcionamento da protecção diferencial de linha, conforme já descrito, tem por base a comparação entre a soma das correntes de entrada e saída nos extremos da linha a proteger. Esta operação tem de ser efectuada pelas protecções que se encontram instaladas em ambos os extremos da linha a proteger, sendo de considerar a função de restrição de corrente, dependendo dessas mesmas correntes.

Os locais para a determinação da corrente diferencial exige o envio de correntes para ambos os extremos da linha. Por isso, é necessário um uso constante dos canais de transmissão de dados conforme indicado na Figura 4.1 [12, 13, 14].

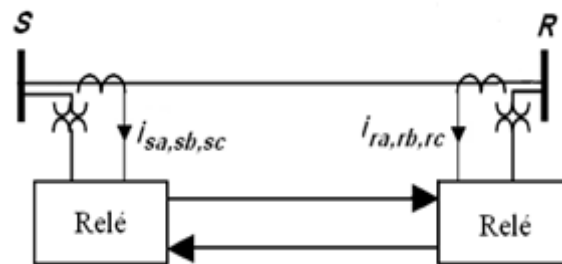


Figura 4.1 – Esquema da protecção diferencial tradicional

No entanto, normalmente a grandeza a medir pelos relés apresenta problemas como o desalinhamento de amostragem, tempo de atraso do canal de comunicação e defasagem das correntes em cada um dos extremos da linha [15, 16, 17].

Assim, para melhorar a imunidade para tais problemas, recorre-se a uma abordagem baseada na transformação de Park [18]. As correntes de entrada e saída nos extremos são transformadas em novas quantidades pela transformação *abc-dqo*, conforme esquema da Figura 4.2.

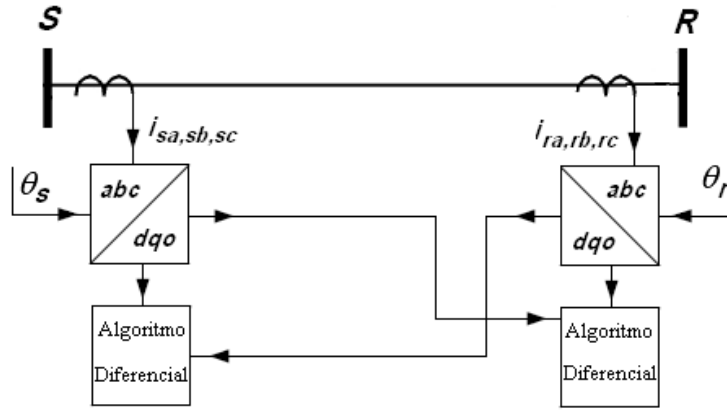


Figura 4.2 – Aplicação da transformada de Park para comunicação do relé diferencial

Deste modo, utilizando a transformação *abc-dqo* das correntes nas três fases, estas são transformadas num quadro de referência síncrono rotativo.

Para alcançar este objectivo, as correntes de linha do sistema das três fases são medidas e transformadas num quadro síncrono rotativo usando a transformação de *Clarke* seguido pela matriz de rotação, conforme equações (4.1) e (4.2)

$$\begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_{os} \end{bmatrix} = P \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \quad \text{e} \quad \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \\ i_{or} \end{bmatrix} = P \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

em que:

i_{sa} , i_{sb} e i_{sc} são as correntes de linha no barramento *S*;

i_{ra} , i_{rb} e i_{rc} são as correntes de linha no barramento *R*;

i_{ds} , i_{qs} e i_{os} são as correntes no referencial de *Park* referidas ao barramento *S*;

i_{dr} , i_{qr} e i_{or} são as correntes no referencial de *Park* referidas ao barramento *R*;

P é a transformação de *Park* ou matriz de transformação.

$$P = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin \theta & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

O tempo de variação do ângulo θ representa a posição angular do quadro de referência que está girando a uma velocidade constante em sincronismo com as três fases da tensão.

As componentes i_d e i_q representam o vector da corrente no espaço resultante na frequência fundamental rotativa do sistema de coordenadas. As componentes CC das variáveis i_d e i_q representam a sequência positiva fundamental.

O ângulo θ que é utilizado na transformada de *Park* para transformação das correntes $i_{s\ a,b,c}$ em correntes i_{sdq0} e está relacionado com o sistema de tensões CA do barramento S.

O ângulo θ que é utilizado na transformada de *Park* para transformação das correntes $i_{r\ a,b,c}$ em correntes i_{rdq0} está relacionado com o sistema de tensões CA do barramento R.

Como em regime de funcionamento normal as componentes i_d e i_q são componentes contínuas relacionadas com as amplitudes das correntes, a imunidade a problemas como o desalinhamento de amostragem e tempo de atraso do canal de comunicação será melhorada

Cada um dos componentes do vector espacial corrente resultante da frequência fundamental rotativa do sistema de coordenadas será usado para discriminar um defeito na linha. Assim, as três correntes diferenciais serão obtidas de acordo com as componentes dqo como se pode verificar nas seguintes expressões:

$$\begin{bmatrix} i_{d\ dif} \\ i_{q\ dif} \\ i_{o\ dif} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{d\ s} \\ i_{q\ s} \\ i_{o\ s} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} i_{d\ r} \\ i_{q\ r} \\ i_{o\ r} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Analisando cada uma das correntes diferenciais dqo , é possível discriminar o tipo de defeito. Aqui, será utilizado a componente d para identificar qualquer defeito na linha. Assim, a operação de relé diferencial i_{dif} é implementado em comparação com uma corrente de restrição.

A corrente de restrição é definida como:

$$I_{rest} = \frac{1}{2} |i_{d\ s} + i_{d\ r}| \quad (4.4)$$

A condição de funcionamento da operação do relé diferencial é:

$$I_{op} \geq k I_{rest} \quad (4.5)$$

onde K é uma constante, ou seja um coeficiente que representa a inclinação da característica de relé. Para proporcionar a mínima corrente de disparo do relé, considerou-se um valor mínimo de actuação (k_o) para que seja cumprida a seguinte condição:

$$I_{op} \geq k_o \quad (4.6)$$

Portanto, a definição final da operação de relé diferencial será:

$$I_{op} \geq k I_{rest} + k_o \quad (4.7)$$

Conforme se poderá verificar através da característica da protecção indicada na figura 4.3, acima de K_o definido pela recta K a protecção actua, ou seja, considera a existência de defeito.

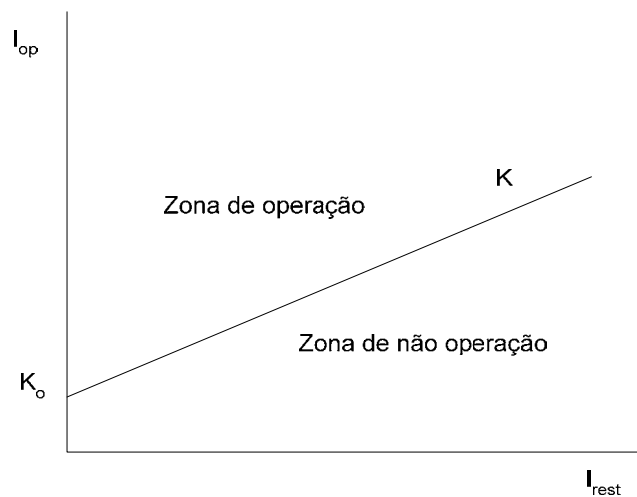


Figura 4.3 – Característica da protecção diferencial

Após a operação do relé a componente o será analisada para discriminar o defeito *fase-fase* do defeito *fase-terra*. Assim, a seguinte condição permite identificar o tipo de defeito [18]:

$$\begin{cases} |i_{o\ dif}| > k_o & , \quad \text{defeito fase - terra} \\ |i_{o\ dif}| \leq k_o & , \quad \text{sem defeito fase - terra} \end{cases} \quad (4.8)$$

Através da expressão (4.8) poder-se-á concluir que se a componente o da corrente diferencial for maior que a condição inicial k_o da característica da protecção diferencial então identificamos a existência de um defeito fase-terra.

Se a componente o da corrente diferencial for menor que a condição inicial k_o da característica da protecção diferencial poder-se-á concluir que estamos na presença de um defeito diferente do defeito fase-terra.

No caso dos defeitos fase-terra, é importante identificar em qual das fases se encontra o defeito, uma vez que, a linha de transmissão poderá continuar em funcionamento com apenas duas fases. Deste modo, para identificar em qual das linhas se encontra o defeito, uma nova transformação será usada.

Assim, as correntes i_{sdq0} e i_{rdq0} serão transformadas em novas quantidades pela transformação da transformada inversa de *Park*, *dqo-abc* de acordo com as equações (4.9) e (4.10). Após a identificação do defeito fase-terra, será efectuada uma nova diferença de correntes, mas no sistema *abc*. A fase defeituosa será a que apresentar a maior corrente diferencial.

$$\begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} = P^{-1} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_{os} \end{bmatrix} \quad e \quad \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} = P^{-1} \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \\ i_{or} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

$$P^{-1} = \begin{bmatrix} \cos\theta & \sin\theta & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

O ângulo θ usado na transformada inversa de *Park* localizado no *relé S* está relacionado com o barramento *S* trifásico de tensão alternada, como se pode verificar na figura 4.4.

O ângulo θ que é utilizado na transformação *Park* localizado no *relé R* está relacionado com barramento *R* trifásico de tensão *CA*.

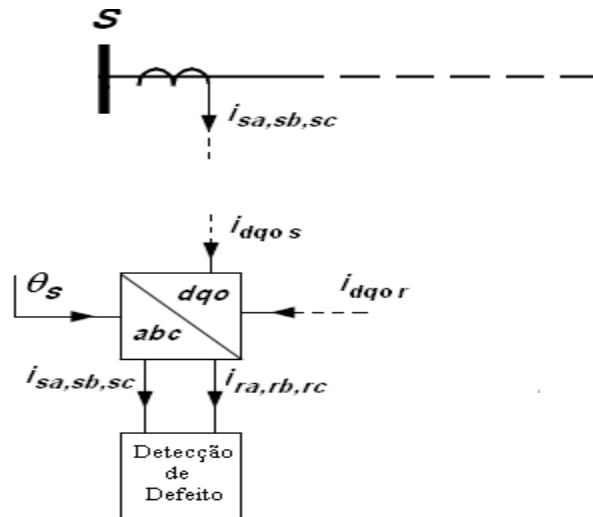


Figura 4.4 – Abordagem proposta para o relé diferencial

4.2 Protecção por comparação direccional de corrente

Conforme foi referido nas alíneas anteriores, a protecção de linha através da comunicação de dois relés colocados nos extremos da linha poderá ser efectuada através de duas metodologias: diferença das amplitudes de correntes ou comparação de fase das correntes nos extremos das linhas.

A metodologia apresentada baseia-se no princípio da diferença de correntes nos extremos das linhas. Contudo, esta nova abordagem também poderá ser utilizada para uma análise similar à comparação de fase.

Assim, nesta nova abordagem proceder-se à comparação direccional das componentes *d* das correntes nos extremos de cada linha.

Deste modo, a identificação de um defeito na linha será efectuada através da seguinte expressão:

$$\begin{cases} \text{sinal}(i_{ds}) \neq \text{sinal}(i_{dr}) & , \text{ linha com defeito} \\ \text{sinal}(i_{ds}) = \text{sinal}(i_{dr}) & , \text{ linha sem defeito} \end{cases} \quad (4.11)$$

A condição de funcionamento da operação do relé será implementada através das seguintes condições:

$$\begin{cases} I_{res\ ds} = 1 & \text{se } i_{ds} \geq 0 \\ I_{res\ ds} = 0 & \text{se } i_{ds} < 0 \end{cases} \quad \begin{cases} I_{res\ dr} = 1 & \text{se } i_{dr} \geq 0 \\ I_{res\ dr} = 0 & \text{se } i_{dr} < 0 \end{cases} \quad (4.12)$$

$$\begin{cases} I_{op} = 1 & \text{se } |I_{res\ ds} - I_{res\ dr}| = 1 \\ I_{op} = 0 & \text{se } |I_{res\ ds} - I_{res\ dr}| = 0 \end{cases} \quad (4.13)$$

Conforme foi possível verificar, a protecção irá actuar no caso das componentes d das correntes nos extremos da linha apresentarem valores de sinal diferentes.

5. Resultados da simulação

Para ilustrar o modelo desenvolvido aplicado à protecção diferencial recorreu-se ao programa de *software* – *Matlab/Simulink – Power System Blockset*, tendo-se simulado uma linha de transmissão de 500 kV, 500 km. Neste sentido, foram avaliados vários tipos de defeitos para se verificar a eficácia da metodologia proposta.

5.1 Análise de curto-circuito trifásico

Na figura 4.5 estão representadas as correntes diferenciais de linha, no referencial *abc*, para um curto-circuito trifásico, constatando-se, como naturalmente era de esperar, uma mudança significativa na amplitude das correntes diferenciais após o curto-circuito.

Note-se que as correntes antes do defeito não são zero dado a linha ser de grande comprimento e as capacidades da linha contribuírem para o desequilíbrio das correntes lidas nas protecções

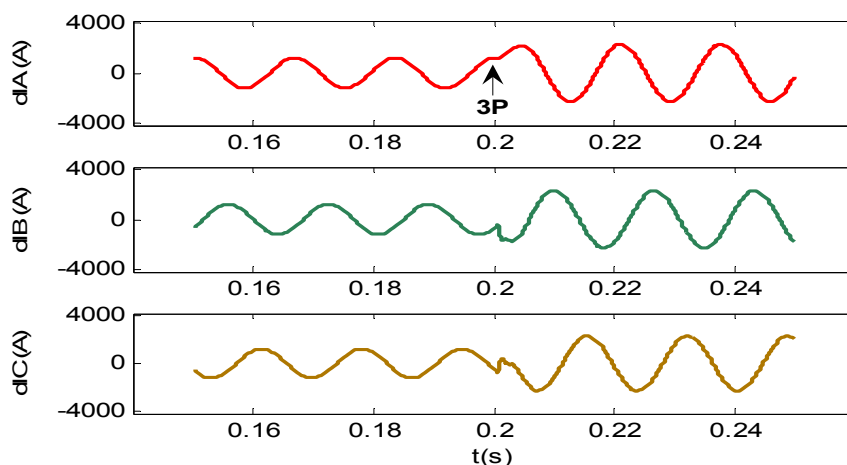


Figura 4.5 – Correntes diferenciais de linha antes e depois de um defeito na fase 3

Os resultados do ensaio estão evidenciados na figura 4.6, onde se pode verificar o andamento das correntes diferenciais dqo para as três fases do curto-circuito. A partir destes resultados é possível verificar que as correntes diferenciais dqo são componentes CC . A componente da amplitude d está relacionada com a amplitude das correntes diferenciais abc .

Como a componente d está relacionada com a potência activa, essa componente é fundamental para se concluir sobre a existência de um defeito na linha. Este resultado também mostra que há uma mudança significativa na amplitude da componente d antes e depois do defeito.

Assim, este tipo de defeito é facilmente identificado pela análise da componente d . Como não existe um defeito *fase-terra*, como esperado a componente actual diferencial é quase zero.

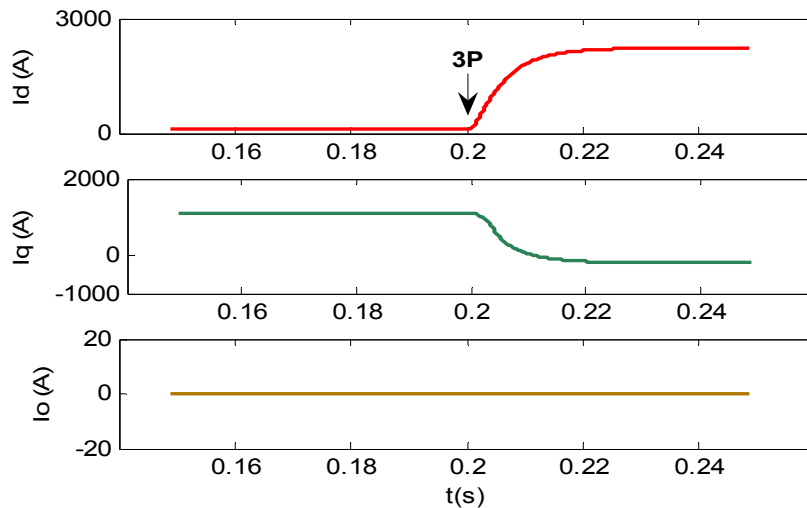


Figura 4.6 – Correntes diferenciais após a transformação $abc-dqo$ para um defeito na fase 3

5.2 Análise de curto-circuito fase-fase

Na figura 4.7 poderá verificar-se as correntes diferenciais de linha, no referencial abc , para um curto-circuito entre a fase a e a fase b .

Como era esperado a partir deste resultado, há uma mudança significativa na amplitude das correntes diferenciais após o curto-circuito.

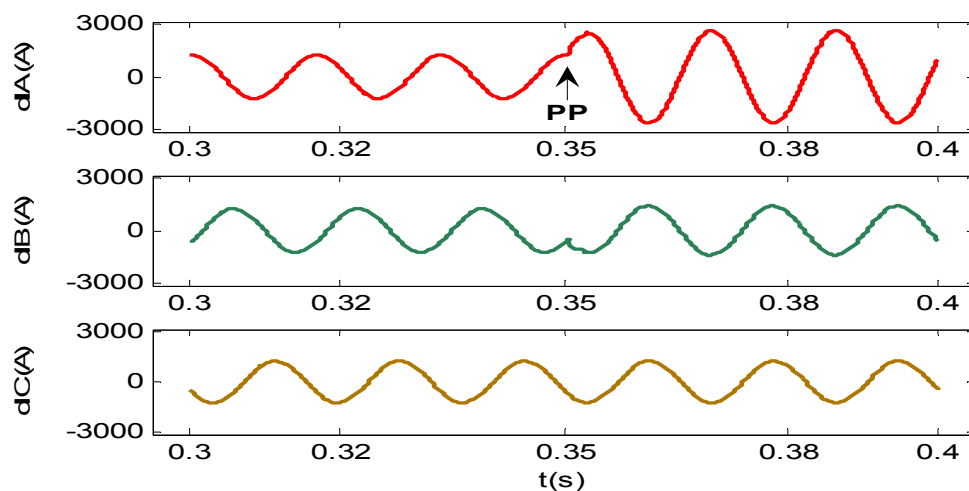


Figura 4.7 – Correntes diferenciais de linha antes e depois de um defeito bi-fásico

As correntes diferenciais de linha após a transformação $abc-dqo$ antes e depois de um defeito entre fases são apresentadas na figura. 4.8.

A partir deste resultado, é possível verificar que essas correntes apresentam um resultado semelhante para um curto-circuito trifásico. De facto, após o curto-circuito entre a fase a e b , verifica-se uma mudança de componentes d e q .

A amplitude da componente d aumenta e a amplitude da componente q diminui após o curto-circuito. Este resultado, como esperado, deve-se à componente d estar relacionada com a potência activa e a componente q estar relacionada com a potência reactiva.

No entanto, neste caso, após o curto-circuito as correntes diferenciais d e q apresentam uma componente CC e uma componente CA .

Verifica-se assim, que o sistema não é equilibrado. Assim, desde que a componente diferencial o é quase zero e verificando-se a existência da componente CA o defeito é claramente identificado.

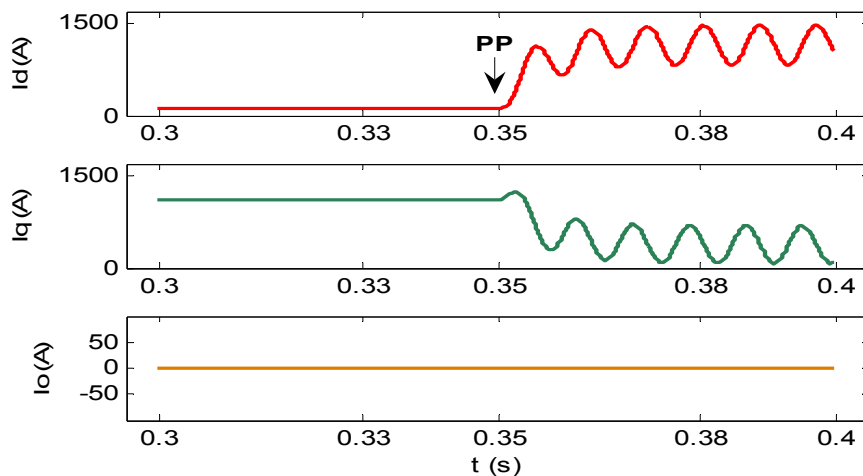


Figura 4.8 – Correntes diferenciais após a transformação $abc-dqo$ para um defeito bi-fásico

5.3 Análise de curto-circuito fase-terra

Foram também simulados defeitos $fase-terra$, conforme indicado na Figura 4.9, onde se pode verificar as correntes diferenciais de linha, no referencial abc , antes e depois de um curto-circuito entre uma fase e terra.

A partir deste resultado, é possível verificar que há uma mudança na amplitude da corrente diferencial de fase.

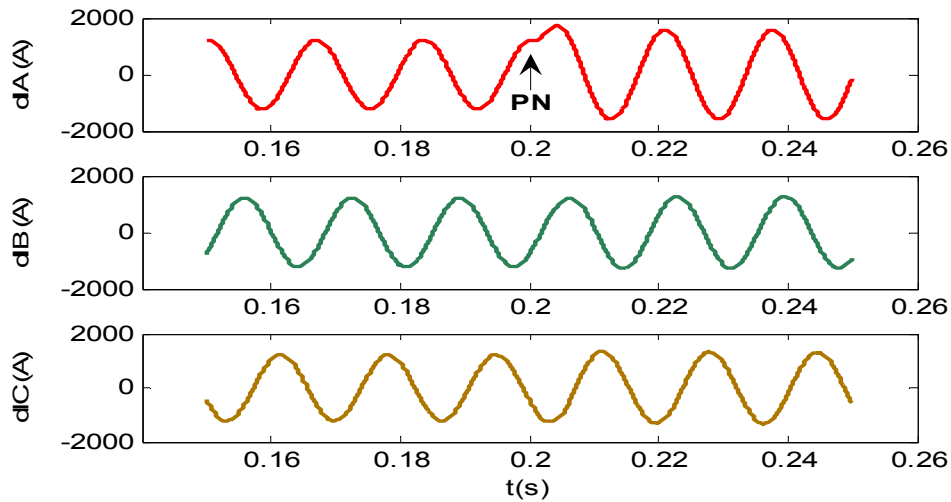


Figura 4.9 – Correntes diferenciais de linha antes e depois de um defeito fase-terra

Na Figura 4.10 poder-se-á verificar os resultados do ensaio de correntes diferenciais dqo antes e depois de um curto-circuito entre uma fase e a terra. Esse resultado mostra que as componentes d e q apresentam uma alteração significativa.

Mais uma vez, a amplitude da componente d aumenta e a amplitude da componente q diminui após o defeito. Assim, todos os tipos de defeitos podem ser facilmente identificados através da análise da componente d .

No entanto, neste tipo de defeito (fase-terra) a componente diferencial o já não é quase zero, apresentando agora uma componente significativa CA . Assim, pela análise da componente o é facilmente possível identificar defeitos entre fases e terra.

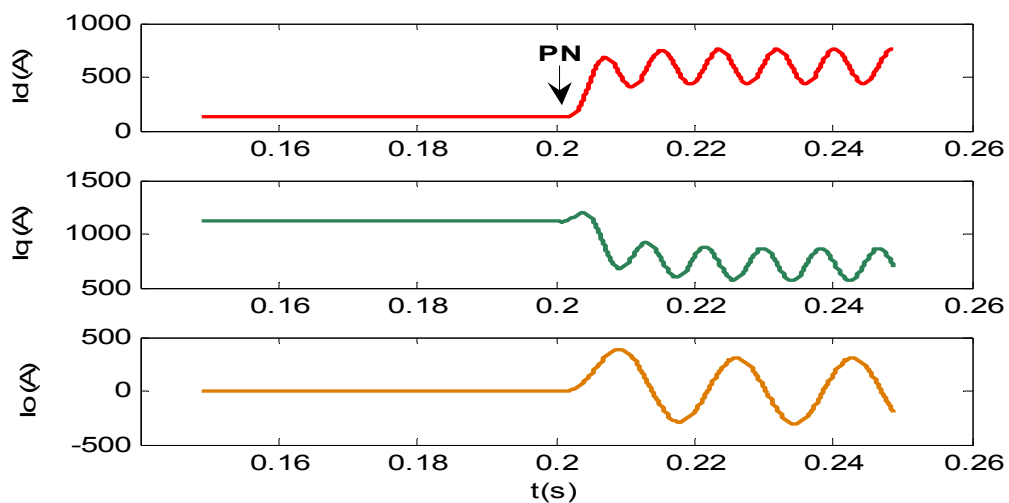


Figura 4.10 – Correntes diferenciais de linha após a transformação $abc-dqo$ defeito fase-terra

5.4 Análise da comparação direccional

Após se ter verificado através das várias simulações que para o algoritmo da protecção diferencial, é apenas necessário proceder-se à comparação da componente d , poder-se-á, também, verificar a localização do defeito através da comparação direccional através da análise das componentes d das correntes dos dois terminais de linha.

Neste sentido, para se verificar por comparação direccional se o defeito se encontra na zona protegida pelas duas protecções, ou se está fora desta zona, analisou-se a sentido componente d da corrente que circula na rede, ou seja, procedeu-se à comparação do sentido das correntes I_{ds} e I_{dr} .

Assim poder-se-á verificar através do exemplo da figura 4.11 que o defeito se encontra na zona de protecção, ou seja, na zona interna aos terminais de protecção, dado as correntes terem sinais opostos, isto é, ambas estão a fluir para o defeito.

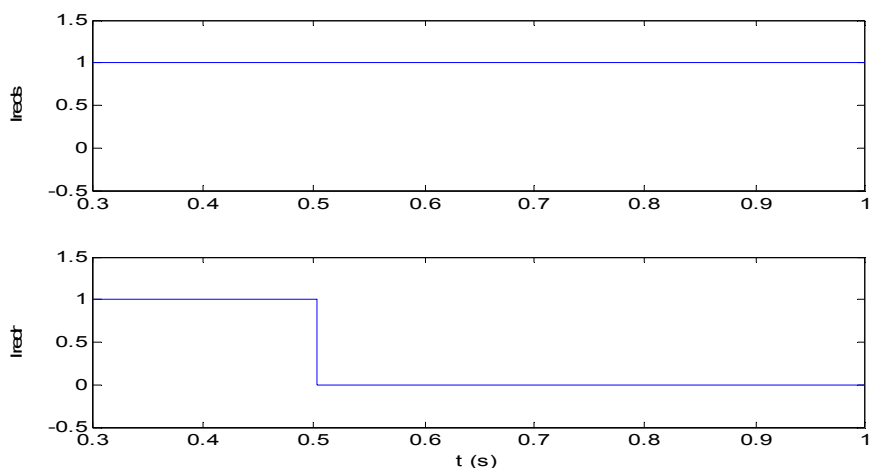


Figura 4.11 – Correntes I_{resd} com defeito dentro da zona protegida

Através da figura 4.12 poder-se-á verificar que o defeito se encontra fora da zona de protecção, ou seja, na zona exterior à localização dos terminais de protecção, dados as correntes possuírem o mesmo sinal ou seja o mesmo sentido.

Neste caso, significa que uma das protecções está a “ver” o defeito para jusante e a outra está a “ver” o defeito para montante.

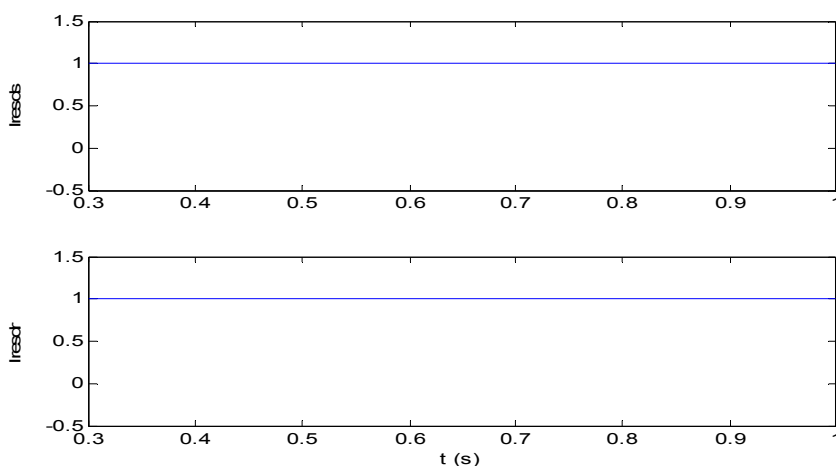


Figura 4.12 – Correntes I_{resd} com defeito fora da zona protegida

5.5 Análise de curto-circuitos resistivos

Verificou-se também, que o efeito da resistência de defeito relativamente à característica diferencial da corrente I_{dif} . A figura 4.13 exemplifica o efeito da variação da resistência de defeito sobre a característica diferencial.

Nesta figura é apresentado a componente d das correntes diferenciais para uma situação sem defeito e, para uma fase com defeito à terra com um resistência de defeito entre 200 e 1000 Ω . Também é apresentada a componente d das correntes diferenciais para um defeito *fase-fase* com uma resistência de defeito de 1000 Ω .

É claro que em todos os casos de teste a característica de funcionamento é sempre maior do que a componente d do diferencial para uma situação sem defeito. Por outro lado, a característica operacional é sempre menor do que o componente d do diferencial para uma situação de defeito.

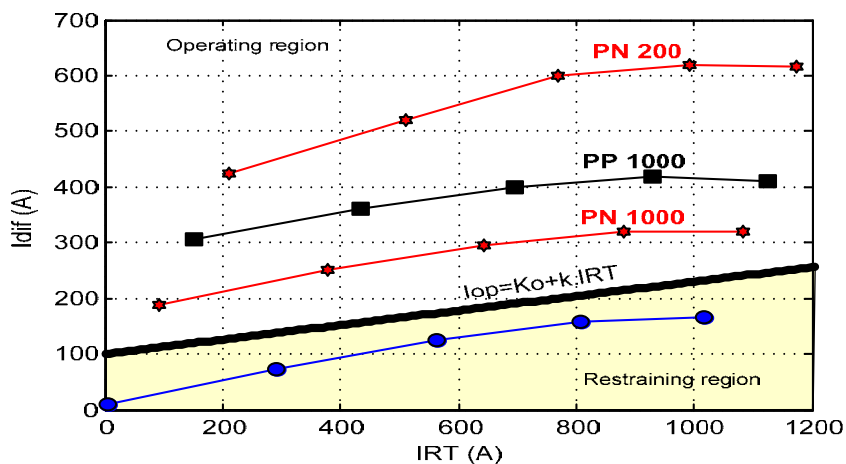


Figura 4.13 – Efeito da variação da resistência de defeito sobre a característica diferencial

5.6 Análise de sincronização de sinais

Na protecção de linhas de transmissão digital com base no diferencial de várias correntes, a amostragem nas extremidades da linha de transmissão é sincronizada. Portanto as amostras das duas extremidades da linha de transmissão não podem ser alinhadas. Como consequência, a instabilidade do regime de protecção poderia ser comprometida.

No entanto, esta metodologia não é crítica. Isto pode ser ilustrado por um exemplo de um defeito fase-fase e um tempo de atraso dos sinais transmitidos.

Assim, na figura 4.14 poder-se-á verificar a componente d das correntes diferenciais para um defeito *fase-fase* com e sem tempo de atraso dos sinais transmitidos. Neste caso, foi utilizado um tempo de 2 ms e 10 ms.

Conforme verificado, o tempo de atraso dos sinais transmitidos não apresenta qualquer problema para a estabilidade do regime de protecção proposto.

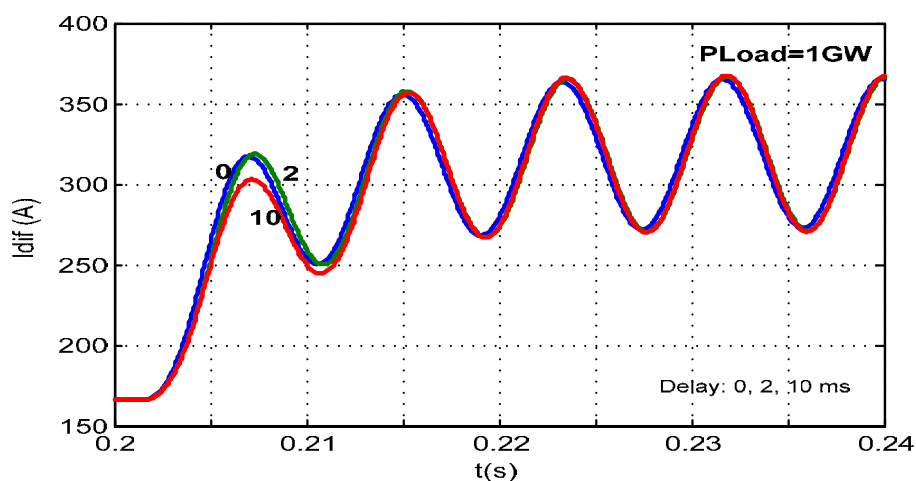


Figura 4.14 – Verificação da sincronização das correntes I_{dif} para um defeito fase-fase

6. Conclusões

A protecção diferencial de linha é considerada a protecção mais eficaz para eliminação de defeitos em tempos muito reduzidos, em particular na protecção rigorosa do troço que efectivamente tem a responsabilidade de proteger. Note-se que a protecção de distância, para defeitos no final do troço a proteger não poderá ser tão rápida quanto a protecção diferencial dado a sua actuação neste ponto da rede ficar subordinada à actuação em 2.º escalão.

O princípio básico da protecção diferencial de linha é baseado na comparação de correntes, pelo que necessita inevitavelmente de um canal de comunicação para transferir os dados de uma protecção para a protecção adjacente que se encontra no outro extremo da linha.

Não obstante, sendo considerada a protecção que elimina os defeitos mais rapidamente, esta está dependente do meio físico de comunicação e da sua qualidade, pelo que terá de ser corrigido os atrasos de comunicação.

No entanto, quando um sistema de protecção é implementado em linhas de transmissão (grandes comprimentos) existem alguns problemas com a falta de sincronização das amostragens, tempo de atraso do canal de comunicação e carga capacitiva provocada pela própria linha, tornado difícil a comparação de correntes em ambas as protecções.

Assim, a investigação de uma nova metodologia para protecções diferenciais e comparação direccional de linhas de transmissão foi apresentado e analisado. Nesta nova abordagem foi utilizada a transformada *Park* ou transformação *abc-dqo*.

Usando este conceito, as três amplitudes de fase das correntes são transformadas num quadro de referência síncrono rotativo transformando-se as três correntes de linha de fase em três componentes *CC*.

Portanto, a imunidade a problemas como o desalinhamento de amostragem e tempo de atraso do canal de comunicação será obviamente melhorado.

Concluiu-se assim, que para obter a característica diferencial é apenas necessário analisar a componente *d* das correntes de linha. A eficácia desta abordagem foi analisada tendo em conta os vários resultados da simulação. Verificou-se também ser possível caracterizar o tipo de defeito ocorrido na zona protegida por este Sistema de Protecção Diferencial.

7. Bibliografia

- [1] Stanley H. Horowitz, Arun G. Phadke - Third Edition “Power System Relaying”.
- [2] Gec Alstom “Protective Relays - Application Guide”
- [3] Manuel de Matos Fernandes, “Análise do Comportamento dos Sistemas de Protecção: Implementação e Benefícios” Rede Eléctrica Nacional, S.A, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa.
- [4] Relatório anual da Qualidade de Serviço da Rede Eléctrica Nacional.
- [5] J. Lewis Blackburn and Thomas J. Domin - "Protective Relaying: Principles and Applications", , CRC Press (Taylor & Francis Group).
- [6] A. Wright and C. Christopoulos “Electrical Power System Protection”.
- [7] A. G. Phadke, M. Ibrahim, T. Hlibka. “Fundamental Basis for Distance Relaying with Symmetrical Components”, *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-96, No. 2, March/April, pp. 635-646, (1977).
- [8] IEEE Std C37.113.1999, “IEEE Guide Protection Relay Applications to Transmission Lines”.
- [9] Areva, “Network Protection & Application Guide”, 2004.
- [10] L. Sousa Martins, Carlos Fortunato, V. Fernão Pires, “Computer-Based Testing System to Evaluate Protective Relays as a Tool in Power System Protection Education”.
- [11] D. Tholomier, S. Richards, A. Apostolov “Witch one is better – line differential or directional comparison?”
- [12] IEEE Committee Report. “Synchronized sampling and phasors measurements for relaying and control”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, no. 1, pp. 442–452, (1994).
- [13] J. Wheatley. “A microprocessor-based current differential protection”, in *Proc. 4th Int. Conf. Developments in Power System Protection, IEE Conf. Pub. 302*, pp. 116–120, (1989).
- [14] N. P. Albrecht, W. C. Fleck, K. J. Fodero, R. J. Ince. “Charge comparison protection of transmission lines-communications concepts”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, no. 4, pp. 1853–1859, (1992).
- [15] Z. Y. Xu, Z. Q. Du, L. Ran, Y. K. Wu, Q. X. Yang, J. L. He. “A Current Differential Relay for a 1000-kV UHV Transmission Line”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 3, pp. 1392–1399, (2007).
- [16] J. Lambert, A. G. Phadke, D. M. Nabb. “Accurate voltage phasor measurement in a series compensated network”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, no. 1, pp. 501–509, (1994).
- [17] H. Y. Li, E. P. Southern, P. A. Crossley, S. Potts, S. D. A. Pickering, B. R. J. Counce, G. C. Weller. “A new type of differential feeder protection relay using the global positioning

- system for data synchronization”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, no. 3, pp. 1090–1099, (1997).
- [18] Gil Marques – Folhas IST – Controlo de Motores Eléctricos. Lisboa: IST, 1999.
- [19] H. A. Darwish, A. M. I. Taalab, E. S. Ahmed. “Investigation of Power Differential Concept for Line Protection”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 2, pp. 617–624, (2005).
- [20] Schweitzer, E. O. e Zocholl, S. E. *Introduction to Symmetrical Components*. Pullman, WA USA : Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2004.
- [21] José Pedro Sucena Paiva, “Redes de Energia Eléctrica – uma análise sistémica”.
- [22] IEEE Tutorial Course: “Advancements in Microprocessor based Protection and Communication;”*IEEE Course Text 79TPI20-0*, (1997).
- [23] CEI 60044-2:2000, “Transformateurs de mesure – Partie 2: Transformateurs inductifs de tension”.
- [24] Dupraz JP., Transformateurs de Mesure : Généralités ; Théorie ; Fonctionnement, TECHNIQUES DE L’INGENIEUR, doc D4720.
- [25] IEEE Power System Communication Committee ”Power Line Carrier application guide” *IEEE Trans. Pas*, 99 (6) 2334-7 (1980).
- [26] IEEE “Recommended Installation Practices for Radio Equipment in Electric Power Stations” *IEEE Pes Summer Power Meeting. Trans. F76*, July 1976 pp. 384-8.
- [27] L. G. Hewitson, Mark Brown, Ramesh Balakrishnam “Practical Power system Protection”, (2008).

8. Anexos

8.1 Conversão das grandezas eléctricas pela transformação de park para a comunicação dos sistemas de protecção

Para a construção dos modelos descrevem-se algumas noções matemáticas, em particular o método das componentes simétricas e o método das transformadas de Clarke² e Park³.

8.1.1 Componentes simétricas

Num sistema trifásico equilibrado, as tensões e correntes são iguais em módulo nas três fases e estão desfasadas entre si de 120°. Nesta situação, pode-se arbitrar uma fase de referência e usar o esquema monofásico equivalente para proceder à sua análise.

Se, por outro lado, o sistema não exibir simetria trifásica, deixa de ser possível a análise monofásica uma vez que, em geral, as matrizes de impedâncias que relacionam as tensões e as correntes, ainda que simétricas, não são diagonais. Sendo as três tensões (ou correntes) linearmente independentes entre si, não é possível evitar o uso de três equações em simultâneo.

O método das componentes simétricas, introduzido por Fortescue⁴ em 1918, permite reduzir significativamente o aumento da complexidade da análise trifásica, resultante da assimetria. O sistema trifásico assimétrico pode ser decomposto em três sistemas trifásicos, designados por componentes simétricas – homopolar (0), directa (1) e inversa (2).

Sendo x_a , x_b e x_c , as três fases de um sistema trifásico assimétrico, obtém-se a seguinte decomposição nas diferentes componentes simétricas:

$$\begin{aligned}x_a &= x_{a0} + x_{a1} + x_{a2} \\x_b &= x_{b0} + x_{b1} + x_{b2} \\x_c &= x_{c0} + x_{c1} + x_{c2}\end{aligned}\tag{8.1}$$

Esta transformação não normalizada considera a variação da potência. Para obter a transformação normalizada, as equações 8.1.

Para resolver este sistema é ainda necessário introduzir um conjunto de equações adicionais que permitem relacionar as componentes simétricas das três fases entre si.

² Edith Clarke (1883-1959), a primeira mulher a exercer engenheira electrotécnica nos EUA.

³ Robert H. Park (1902-1994), o criador das famosas “Equações de Park”.

⁴ Charles LeGeyt Fortescue (1876-1936), reconhecido mundialmente pelo método das componentes simétricas.

Na figura A1 verifica-se que a componente *homopolar* é composta por três fasores iguais em módulo e fase (ver referência [19]).

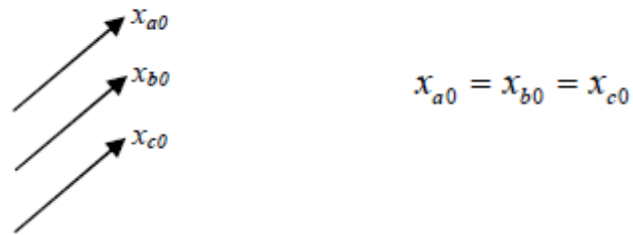


Figura A1 – Representação gráfica do sistema homopolar

Conforme figura A2, a componente directa consiste em três *fasores* de igual módulo onde as fases *b* e *c* estão atrasada e avançada de 120° relativamente à fase *a*, respectivamente (ver referência [19]).

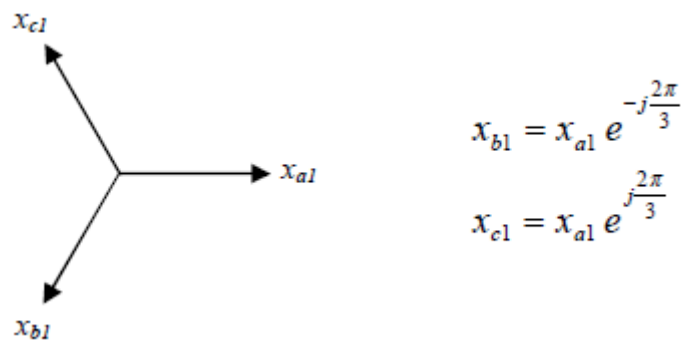


Figura A2 – Representação gráfica do sistema directo

Por fim, a componente inversa é composta por três fasores de igual módulo onde as fases *b* e *c* estão avançada e atrasada de 120° relativamente à fase *a*, respectivamente (figura A3):

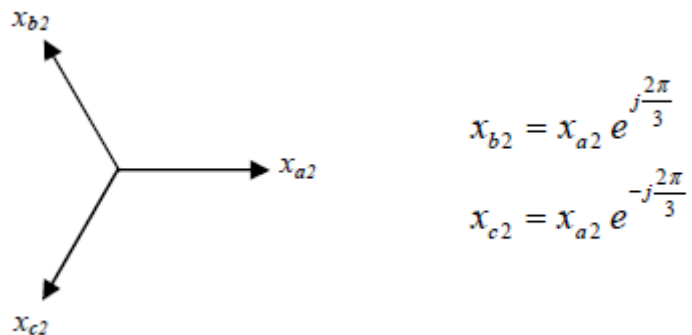


Figura A3 – Representação gráfica do sistema inverso

Introduzindo o operador $\alpha = e^{j\frac{2\pi}{3}}$, o sistema de equações (8.1) pode ser reescrito da seguinte forma:

$$\begin{aligned}x_a &= x_0 + x_1 + x_2 \\x_b &= x_0 + \alpha^2 x_1 + \alpha x_2 \\x_c &= x_0 + \alpha x_1 + \alpha^2 x_2\end{aligned}\tag{8.2}$$

onde as componentes simétricas $x_0 = x_{a0}$, $x_1 = x_{a1}$ e $x_2 = x_{a2}$ dizem respeito à fase a , de referência. A partir deste sistema pode-se escrever a seguinte equação matricial equivalente:

$$[x_{abc}] = [S][x_{012}]\tag{8.3}$$

em que $[S]$ é a matriz de Fortescue:

$$[S] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix}\tag{8.4}$$

Na transformação normalizada esta matriz viria dividida por $\sqrt{3}$.

Também é possível realizar a operação inversa, ou seja, calcular as componentes simétricas a partir das correntes nas fases:

$$[x_{012}] = [S]^{-1}[x_{abc}]\tag{8.5}$$

em que $[S]^{-1}$ é matriz de Fortescue inversa:

$$[S]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix}\tag{8.6}$$

Tal como para a matriz de Fortescue, na transformação normalizada a matriz inversa viria dividida por $\sqrt{3}$ e não por 3.

Num sistema trifásico passivo as quedas de tensão e as correntes por fase estão relacionadas pelas equações [10]:

$$[u_{abc}] = [Z_{abc}][i_{abc}] \quad \text{ou} \quad [i_{abc}] = [Y_{abc}][u_{abc}]\tag{8.7}$$

onde $[Z_{abc}]$ e $[Y_{abc}]$ são matrizes de impedâncias e admitâncias, respectivamente, de dimensão 3×3 . Se não houver influências mútuas entre fases, estas matrizes são diagonais, com todos os elementos iguais, o que significa que as três fases estão desacopladas, permitindo a análise na fase de referência.

Se, por outro lado, houver influências mútuas entre fases, tal desacoplamento deixa de ser possível, sendo necessário, em princípio, efectuar uma análise por fase. Em alternativa, usando a transformação das componentes simétricas vem (ver referência [20]),

$$[u_{012}] = [Z_{012}][i_{012}] \quad (8.8)$$

$$[i_{012}] = [Y_{012}][u_{012}] \quad (8.9)$$

Onde as matrizes

$$[Z_{012}] = [S]^{-1}[Z_{abc}][S] \quad (8.10)$$

$$[Y_{012}] = [S]^{-1}[Y_{abc}][S] \quad (8.11)$$

são diagonais, admitindo que os elementos da rede possuem simetria trifásica. Como resultado, os sistemas homopolar, directo e inverso estão desacoplados, tal como acontece com as três fases em regime simétrico, podendo ser tratados separadamente. É esta propriedade que confere às componentes simétricas o tratamento de poder-se analisar os sistemas trifásicos em regime assimétrico.

Pode-se dizer que o problema geral das transformadas é procurar uma matriz de transformação $[T]$ que diagonaliza o produto $[T]^{-1}[X_{abc}][T]$.

8.1.2 Fasor espacial e transformação de coordenadas

8.1.2.1 Introdução

Uma abordagem muito adequada à resolução de circuitos CA é a substituição de grandezas sinusoidais no tempo (tensões e correntes) por fasores complexos. A evolução temporal das grandezas nos circuitos CA pode conduzir a uma transformação em grandezas espaciais sendo estas grandezas representadas pelas suas coordenadas em planos complexos. Dependendo do ponto de vista que se pretende adoptar, podem ser usados vários planos, por exemplo, um plano (referencial) solidário com a corrente ($\alpha\beta$) e um referencial genérico (dq) que resulta do anterior

por rotação. As coordenadas de uma grandeza, em diferentes planos, podem ser relacionados usando transformações de coordenadas.

8.1.2.2 Definição de fasor

Sejam g_a , g_b e g_c , três grandezas constituindo um sistema trifásico representado em coordenadas naturais. Estas grandezas podem ser tensões, correntes, etc., e podem ser combinadas de forma a constituírem uma nova entidade designada por fasor espacial⁵ e representada por g :

$$g = k [1 g_{a(t)} + \alpha g_{b(t)} + \alpha^2 g_{c(t)}] \quad (8.12)$$

Onde:

$$\begin{aligned} 1 &= e^{j0} \\ \alpha &= e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \alpha^2 &= e^{j\frac{4\pi}{3}} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \end{aligned} \quad (8.13)$$

são fasores espaciais unitários apoiados em eixos deslocados de 120° (figura A4) que foram representados por números complexos na forma polar e na rectangular e k é uma constante que será definida adiante.

Uma consequência directa da definição de fasor é o próprio fasor espacial g ser uma quantidade complexa podendo ser representada num plano complexo.

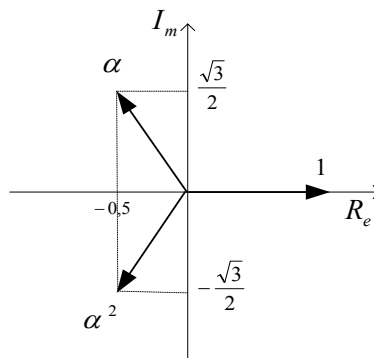


Figura A4 – Fasores unitários no plano complexo

⁵ A designação “fasor espacial” não é unânime. Certos autores usam-na (Chatelain, 1983; Serrano-Iribarnegaray, 1993; Vas, 1998; Boldea, Nasar, 1998), outros preferem “vector espacial”, “vector complexo”, “vector de Park” (Vas, 1992; Novotny, Lipo, 1998; Mendes, Cardoso, Saraiva, 1998).

Considere-se três enrolamentos (ou fases) cujos eixos estão decalados entre si de 120° , como é o caso da tensão da rede de um sistema de potência. Assim, considere-se, por exemplo, as três tensões de um sistema trifásico equilibrado segundo os eixos f_{xa} , f_{xb} e f_{xc} .

De acordo com a definição o fasor espacial da grandeza tensão é:

$$f = k [1 f_{xa}(t) + \alpha f_{xb}(t) + \alpha^2 f_{xc}(t)] \quad (8.14)$$

Este fasor está representado num plano (fig A5) e resultou da composição fasorial das suas parcelas, segundo os eixos das fases a , b , c cujos sentidos, como se pode constatar comparando com a figura A4, se fizeram coincidir com os dos fasores unitários 1 , α e α^2 .

Esta coincidência é equivalente a ter considerado um plano complexo cujo eixo real assenta segundo o eixo da fase a . No exemplo da figura A5 as componentes f_{xa} e f_{xb} são positivas e por isso estão orientadas segundo os semi-planos positivos, e a componente f_{xc} é negativa.

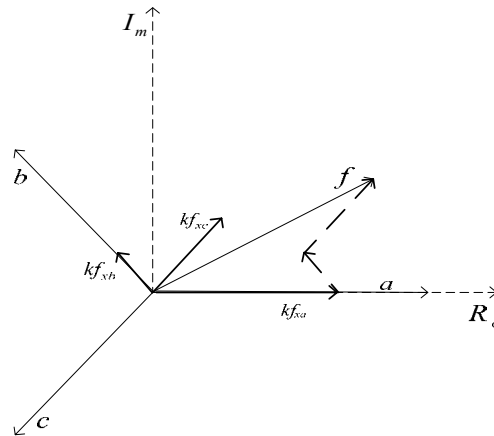


Figura A5 – Composição de um fasor

8.1.2.3 Fasor espacial em referencial $\alpha\beta$

Tendo em conta a expressão (8.13) o fasor espacial pode ser escrito da seguinte forma:

$$f = k \left(f_{xa} - \frac{1}{2} f_{xb} - \frac{1}{2} f_{xc} \right) + j k \left(\frac{\sqrt{3}}{2} f_{xb} - \frac{\sqrt{3}}{2} f_{xc} \right) \quad (8.15)$$

As partes real e imaginária de f são explicitadas directamente de (8.16):

$$\begin{cases} \text{Re}(f) = k \left(f_{xa} - \frac{1}{2} f_{xb} - \frac{1}{2} f_{xc} \right) \\ \text{Im}(f) = k \left(\frac{\sqrt{3}}{2} f_{xb} - \frac{\sqrt{3}}{2} f_{xc} \right) \end{cases} \quad (8.16)$$

Observando que f , inicialmente formado por três vectores e definido segundo três eixos, pode também ser representado segundo dois eixos, o real e o imaginário de um plano complexo, é razoável admitir que podem existir enrolamentos α e β , cujos eixos coincidem com os eixos do plano complexo, e que originam o mesmo fasor espacial f tal que:

$$f = f_{\alpha} + j f_{\beta} \quad (8.17)$$

O fasor f pode então ser representado num sistema de eixos que será designado por referencial $\alpha\beta$. O eixo real α é o eixo de um enrolamento fictício α que coincide com o eixo do enrolamento de fase α .

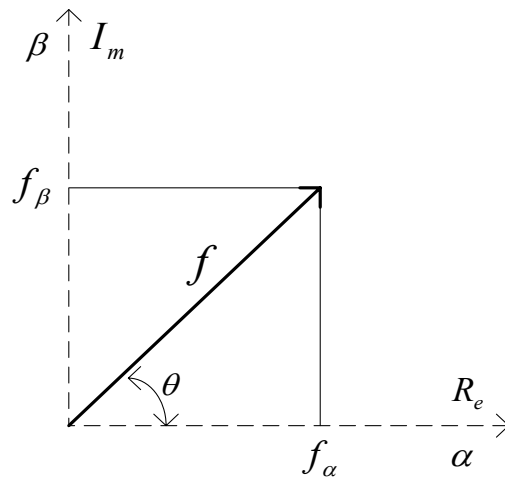


Figura A6 – Fasor em referencial $\alpha\beta$

Na forma rectangular o fasor é $f = F e^{j\theta}$, isto é o fasor apresenta uma amplitude F e um argumento θ .

As componentes f_{α} e f_{β} da forma rectangular podem ser obtidas, sem recorrer à definição do fasor, usando-se uma relação matricial,

$$\begin{bmatrix} f_{\alpha} \\ f_{\beta} \end{bmatrix} = k \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (8.18)$$

Considere-se agora que o sistema trifásico é simétrico e equilibrado (8.19), ou seja:

$$\begin{aligned} f_{xa} &= F_{\max} \cos (\omega t) \\ f_{xb} &= F_{\max} \cos \left(\omega t - \frac{2\pi}{3} \right) \\ f_{xc} &= F_{\max} \cos \left(\omega t - \frac{4\pi}{3} \right) \end{aligned} \quad (8.19)$$

Da aplicação de (8.16) ou de (8.18) e tendo em conta que:

$$f_{xa} + f_{xb} + f_{xc} = 0$$

Resulta para f_a :

$$f_a = k \left(f_{xa} - \frac{1}{2} f_{xb} - \frac{1}{2} f_{xc} \right) \quad (8.20)$$

$$f_a = k \left(f_{xa} - \frac{1}{2} (f_{xb} + f_{xc}) \right) = \frac{3}{2} k f_{xa} \quad (8.21)$$

$$f_a = \frac{3}{2} k F_{\max} \cos (\omega t) \quad (8.22)$$

Resulta para f_β

$$f_\beta = \frac{\sqrt{3}}{2} k (f_{xb} - f_{xc}) \quad (8.23)$$

$$f_\beta = \frac{\sqrt{3}}{2} k F_{\max} \underbrace{\left(\cos \left(\omega t - \frac{2\pi}{3} \right) - \cos \left(\omega t - \frac{4\pi}{3} \right) \right)}_{\sqrt{3} \operatorname{sen} (\omega t)} \quad (8.24)$$

$$f_\beta = \frac{3}{2} k F_{\max} \operatorname{sen} (\omega t) \quad (8.25)$$

Assim o fasor f é:

$$f = \frac{3}{2} k F_{\max} (\cos (\omega t) + j \operatorname{sen} (\omega t)) \quad (8.26)$$

$$f = \frac{3}{2} k F_{\max} e^{j\omega t} \quad (8.27)$$

A amplitude do fasor $f = \frac{3}{2} k F_{\max}$ e o seu argumento é $\theta = \omega t$. A posição do fasor é variável pois o argumento θ é dependente do tempo t . De facto pode concluir-se que o fasor roda à velocidade $\dot{\theta} = \frac{d\theta}{dt} = \omega$.

8.1.2.4 O valor da constante k

A constante k presente na definição de fasor, e também na transformação matricial (8.18), é arbitrária e é, em geral, fixada num valor que satisfaça alguns critérios e facilite a observação das grandezas em jogo.

Assim, desejando que a amplitude do fasor seja igual à amplitude das grandezas que o compõem considerando que estas constituem um sistema simétrico e equilibrado dever-se-á fazer:

$$\frac{3}{2} k F_{\max} = F_{\max} \quad (8.28)$$

Pelo que $k = \frac{2}{3}$. Neste caso, por exemplo para um sistema trifásico e simétrico de correntes com um valor máximo (ou eficaz) de 10 A, saber-se-ia que o fasor correspondente teria uma amplitude máxima (ou correspondente a um valor eficaz) de 10 A. Este valor é adoptado em algumas aplicações no domínio da Electrotecnia de potência e também nas Máquinas eléctricas. Se se desejar que a mudança de coordenadas de abc para $\alpha\beta$ seja de *potência invariante*, isto é, que antes e depois da mudança de coordenadas a potência envolvida seja a mesma,

$$P_{\alpha\beta} = P_{abc} \quad (8.29)$$

resultará:

$$\frac{3}{2} k^2 = 1 \text{ ou } k = \pm \sqrt{\frac{2}{3}} \quad (8.30)$$

A solução positiva $k = \sqrt{\frac{2}{3}}$ é usada no estudo das Máquinas Eléctricas e é equivalente a dizer que a potência envolvida nos três enrolamentos abc é igual à potência envolvida nos dois enrolamentos $\alpha\beta$ que substituíram os anteriores, ou seja de *potência invariante*.

A solução positiva $k = \frac{2}{3}$ é normalmente usada no estudo dos Sistemas de Potência e é equivalente a dizer que a o fasor correspondente terá uma amplitude máxima igual à amplitude máxima da grandeza.

8.1.2.5 Transformação de Concordia

A utilização de fasor transforma uma quantidade trifásica numa grandeza complexa, representável num plano complexo ou num plano $\alpha\beta$. Contudo, se as grandezas que constituem a quantidade trifásica apresentarem uma componente de sequência zero o resultado obtido pela aplicação da definição de fasor dá o mesmo resultado que se obteria se as grandezas não tivessem aquela componente. Assim, pode dizer-se, que a definição de fasor é insensível à presença das componentes de sequência zero.

A aplicação da definição de fasor permitiu passar de três coordenadas, as coordenadas abc , para duas coordenadas que foram designadas por $\alpha\beta$ através de (8.18).

$$\begin{bmatrix} f_\alpha \\ f_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (8.31)$$

Da observação desta expressão constatamos que embora seja possível a transformação de coordenadas abc para $\alpha\beta$, a transformação inversa de $\alpha\beta$ para abc , não é determinada pois a matriz que as relaciona tem dimensões 2x3 e, portanto, não tem matriz inversa.

Para ultrapassar este inconveniente é adicionada uma nova coordenada, a coordenada de sequência zero, o que permitirá transformações de abc em $\alpha\beta_0$ e, de $\alpha\beta_0$ em abc .

A transformação de abc em $\alpha\beta_0$ é dada pela matriz T :

$$T = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (8.32)$$

8.1.2.6 Transformação de Clarke

Para a constante $k=2/3$ a transformação de Clarke, é caracterizada pela matriz T e sua inversa:

$$T = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad \text{e} \quad T^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix} \quad (8.33)$$

8.1.2.7 Representação de um fasor em referenciais diferentes

Seja $A_{\alpha\beta}$ a representação de um fasor A num referencial $\alpha\beta$. Pretende-se obter a direcção A_{dq} do mesmo fasor num referencial dq de um ângulo θ_h em relação ao primeiro referencial.

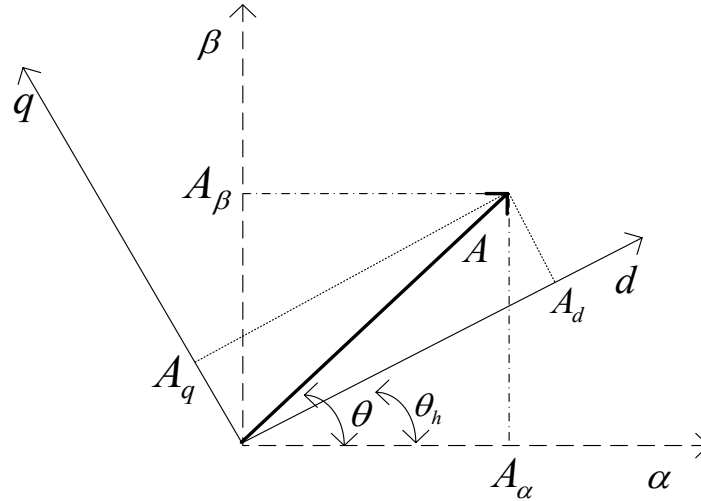


Figura A7 – Fasores em diferentes referenciais

No referencial $\alpha\beta$ o fasor A é

$$A_{\alpha\beta} = A e^{j\theta} \quad (8.34)$$

e no referencial dq o fasor A é

$$A_{dq} = A e^{j(\theta - \theta_h)} \quad (8.35)$$

Relacionando as duas expressões obtém-se:

$$A_{dq} = A_{\alpha\beta} e^{-j\theta_h} \quad (8.36)$$

Isto é, para mudar a representação de um fasor de um referencial $\alpha\beta$ para um referencial dq avançado do primeiro de um ângulo θ_h basta multiplicar a representação do fasor $e^{-j\theta_h}$ que traduz uma rotação no sentido retrógrado.

A operação inversa é:

$$A_{\alpha\beta} = A_{dq} e^{j\theta_h} \quad (8.37)$$

As mudanças de representação podem fazer-se ao nível das coordenadas dos fasores. Tendo em atenção que aos referenciais anteriores se podem associar planos complexos pode apresentar-se as seguintes descrições de fasor:

$$\bar{A}_{\alpha\beta} = A_\alpha + j A_\beta, \text{ no plano } \alpha\beta \quad (8.38)$$

$$\bar{A}_{dq} = A_d + j A_q, \text{ no plano } dq \quad (8.39)$$

A partir de (8.34) e tomando em conta que $e^{-j\theta_h} = \cos \theta_h - j \text{sen } \theta_h$, obtém-se:

$$\begin{bmatrix} A_d \\ A_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta_h & \text{sen } \theta_h \\ -\text{sen } \theta_h & \cos \theta_h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_\alpha \\ A_\beta \end{bmatrix} \quad (8.40)$$

Quer dizer, nesta relação a matriz $\begin{bmatrix} \cos \theta_h & \text{sen } \theta_h \\ -\text{sen } \theta_h & \cos \theta_h \end{bmatrix}$

Corresponde a uma rotação e é equivalente a $e^{-j\theta_h}$ na representação fasorial.

Inversamente se concluiria que:

$$\begin{bmatrix} A_\alpha \\ A_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta_h & -\text{sen } \theta_h \\ \text{sen } \theta_h & \cos \theta_h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_d \\ A_q \end{bmatrix} \quad (8.41)$$

Se existir uma componente de sequência A_o ela mantém-se em ambos os referenciais. Isto significa que, matematicamente, existe um terceiro eixo, o eixo o , perpendicular ao plano $\alpha\beta$ (ou ao plano dq) e que a notação do referencial $\alpha\beta$ para dq se faz em torno desse eixo (fig. A8)

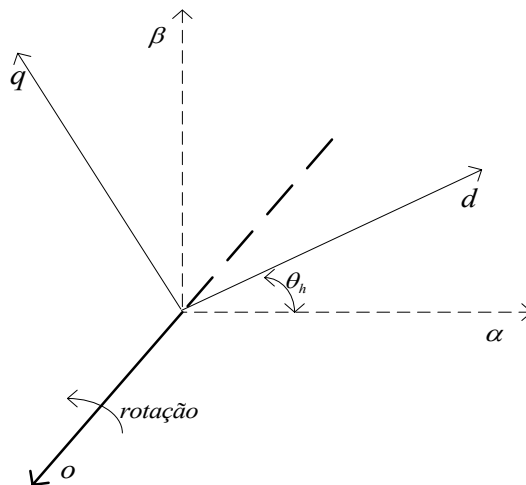


Figura A8 – Rotação em torno do eixo o

A transformação das coordenadas $\alpha\beta o$ para dqo é feita através de:

$$\begin{bmatrix} A_d \\ A_q \\ A_o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta_h & \text{sen } \theta_h & 0 \\ -\text{sen } \theta_h & \cos \theta_h & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_\alpha \\ A_\beta \\ A_o \end{bmatrix} \quad (8.42)$$

Considerando $\begin{bmatrix} \cos \theta_h & \text{sen } \theta_h & 0 \\ -\text{sen } \theta_h & \cos \theta_h & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} = R$, poderemos ter

$$A_{dqo} = R \cdot A_{\alpha\beta o} \quad (8.43)$$

E a transformada inversa é:

$$\begin{bmatrix} A_\alpha \\ A_\beta \\ A_o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta_h & -\text{sen } \theta_h & 0 \\ \text{sen } \theta_h & \cos \theta_h & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_d \\ A_q \\ A_o \end{bmatrix} \quad (8.44)$$

Donde:

$$A_{\alpha\beta o} = R^{-1} \cdot A_{dqo} \quad (8.45)$$

8.1.2.8 Transformada de *Park*

Já se viu que é possível passar de uma representação em abc para $\alpha\beta o$ e passar de uma representação em $\alpha\beta o$ para dqo . Pode encontrar-se uma transformação directa de abc para dqo .

Com efeito

$$A_{\alpha\beta o} = A_{dqo} = R \cdot A_{\alpha\beta o} \Rightarrow A_{dqo} = R \cdot T \cdot A_{abc} \quad (8.46)$$

Assim, para passar directamente de abc para dqo usaremos uma matriz de transformação P – *transformação de Park*, tal que:

$$A_{dqo} = P \cdot A_{abc} \quad (8.47)$$

Fazendo-se o produto matricial $P = R \cdot T$ obtém-se:

$$P = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin \theta & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (8.48)$$

A transformação inversa é obtida por

$$A_{abc} = P^{-1} \cdot A_{dqo} \quad (8.49)$$

Sendo $P^{-1} = P^t$

$$P^{-1} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \quad (8.50)$$

8.1.2.9 Representação das Transformadas de *Clarke* e *Park*

A transformação de *Clarke* permite representar um sistema de grandezas vectoriais trifásicas de soma nula (e por isso sem componente homopolar), tais como tensões, correntes ou fluxos, num referencial ortogonal estacionário $\alpha\beta$, onde α e β são os eixos directo e em quadratura, respectivamente (figura A9).

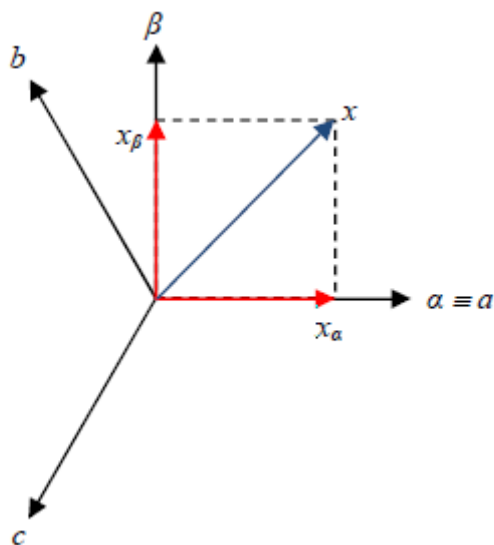


Figura A9 – Diagrama fasorial da transformada de Clarke

Após as transformações de *Clarke* e *Park*, o sistema trifásico sem componente homopolar toma a forma de um sistema invariante no tempo num referencial difásico girante. Esta operação pode ser invertida por aplicação da transformada inversa de *Park*.

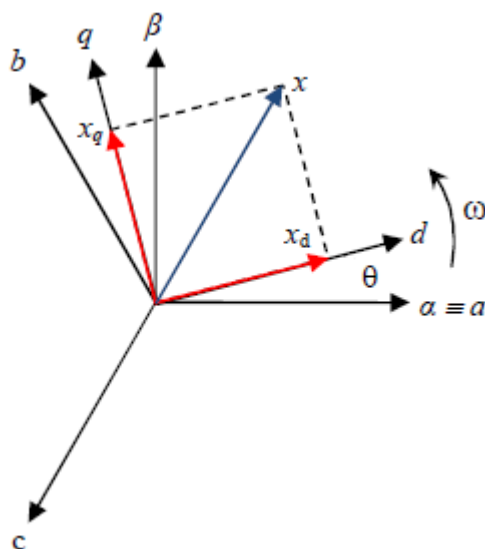


Figura A10 – Diagrama fasorial da transformada de Park

8.2 Erros de medida dos Transformadores de Intensidade e de Tensão

8.2.1 Erros de medida dos Transformadores de Tensão (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 (ver referência [23]):

		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 8.1 – Erros máximos de medida dos *TTs* impostos pela norma *CEI 60044-2*

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

$0,02V_N \leq V \leq 0,05V_N$	σ_ε	0,0346	0,0693
	σ_δ	0,0403	0,0806
$V \geq 0,05V_N$	σ_ε	0,0173	0,0346
	σ_δ	0,0202	0,0403

Tabela 8.2 – Desvios padrão de medida dos *TTs* impostos pela norma *CEI 60044-2*

Apesar da 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).

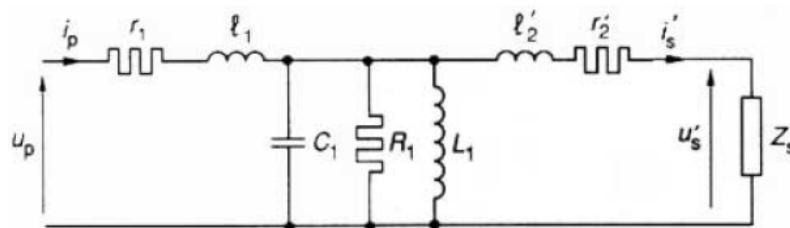


Figura A11 – Esquema eléctrico equivalente de um *TT* (extraído de [24])

Os erros de fase e de amplitude de um *TT*, considerando desprezáveis as capacidades entre espiras e as perdas no ferro, são (ver referência [24]):

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

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

Em que:

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

n_1 – número de espiras do primário

n_2 – número de espiras do secundário

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

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

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

8.2.2 Erros de medida dos Transformadores de Intensidade (TIs)

A norma *CEI 60044-1* define duas classes para os *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:

	5P	10P
$\varepsilon_{\text{máx}}$	1%	3%
$\delta_{\text{máx}}$	1°	-

Tabela 8.3 – Erros máximos de medida dos *TIs* impostos pela norma *CEI 60044-1*

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

	5P	10P
σ_ε	0,0058	0,0173
σ_δ	0,0101	-

Tabela 8.3 – Erros máximos de medida dos TIs impostos pela norma CEI