

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**As Limitações dos Actuais Esquemas de Protecção
das Saídas de Média Tensão no Aumento da
Produção Dispersa**

Ricardo Miguel Pereira Martins

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

Orientador: Prof. Dr. Hélder Filipe Duarte Leite

Julho de 2009

© Ricardo Miguel Pereira Martins, 2009

Resumo

O crescimento da produção de energia através de fontes renováveis tem vindo a aumentar progressivamente nos últimos anos. A produção dispersa engloba principalmente a utilização de recursos renováveis como a energia eólica, a energia hídrica e a energia solar fotovoltaica, ligada às redes de distribuição de Média Tensão.

A introdução destas unidades de produção dispersa na rede de distribuição de Média Tensão, permite aproximar a produção de energia eléctrica aos pontos de consumo. Contudo, dessa integração poderão surgir problemas relacionados com o sistema de protecção da rede de distribuição de Média Tensão.

Este trabalho propõe a identificação dos problemas mais comuns que advêm da integração da produção dispersa na rede de distribuição de Média Tensão, assim como possíveis soluções para a sua resolução.

Abstract

The emerging growth of energy production based on renewable sources has been progressively rising throughout the last years. Wind, hydropower and solar technologies, are some of the most commonly available for distributed generation.

Distributed generation has the advantage of being closer to loads. However, from its connection to the distribution network, problems may arise concerning the protection system of the distribution network.

This work proposes the identification of the most typical problems related with the connection of distributed generation to the distribution network, as well as some possible solutions in order to solve them.

Agradecimentos

Esta página serve para dedicar a todas as pessoas que me aconselharam, motivaram, orientaram, reforçaram, cuidaram, ouviram e colaboraram ao longo deste meu percurso.

Para além destas palavras escritas, espero encontrar a melhor forma e o melhor momento para dizer a todos o quanto estou agradecido.

Ao Professor Doutor Hélder Filipe Duarte Leite, meu orientador, por vezes mais que numa perspectiva meramente académica, mas também de vida, pela forma como me ajudou a encarar os problemas de engenharia, agradeço o compromisso assumido, o empenho que colocou neste trabalho assim como os níveis de exigência dos desafios que me lançou, bem como toda a sua ajuda e dedicação ao longo deste trabalho.

Ao Mestre Engenheiro José Barros e à Mestre Engenheira Clara Gouveia pela ajuda e disponibilidade prestadas, conselhos e sugestões práticas feitas sempre de uma forma crítica, cuidada e objectiva, que se tornaram valiosas para o trabalho efectuado.

Aproveito para agradecer a todos os meus amigos, que sempre partilharam uma palavra amiga, uma história, a alegria de um bom riso, a sua opinião em momentos decisivos, bem como o excelente ambiente de trabalho criado e o apoio para vencer todos os contratemplos, não podendo deixar de mencionar em especial o Márcio Oliveira, que tive o prazer de reencontrar nesta etapa académica final, e também o Carlos Oliveira.

Aos meus pais, irmão e avó, agradeço tudo o que me proporcionaram ao longo da vida, por me terem acompanhado e apoiado dia-a-dia, não só durante este percurso académico, mas como em todas as etapas da minha vida, fossem elas boas ou más.

Para agradecer a aliança, a confiança e a amizade, as palavras serão sempre poucas, e saberão sempre a pouco.

Índice

Resumo	iii
Abstract	v
Agradecimentos	vii
Índice	ix
Lista de Figuras	xiii
Lista de tabelas	xiv
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Impacto da PD no Sistema de Protecção	1
1.2 - Motivação	2
1.3 - Desafios Técnicos e Possíveis Soluções	2
1.4 - Estrutura da Dissertação.....	2
Capítulo 2	5
Sistema de Protecção das Redes de Distribuição MT	5
2.1 - Sistemas de Protecção	5
2.2 - Características Gerais das Protecções das Redes de Distribuição MT	6
2.2.1- Zonas de protecção e redundâncias	6
2.2.2- Selectividade	7
2.2.3- Sensibilidade	8
2.2.4- Rapidez	8
2.2.5- Segurança	9
2.2.6- Fiabilidade	9
2.2.7- Preço Razoável	9
2.3 - Redes de Distribuição MT: Tipos de Relés e Protecções utilizados	9
2.4 Regimes de Neutro	12
2.4.1- Regime de Neutro Isolado	12
2.4.2- Regime de Neutro ligado directamente à terra	13
2.4.3- Regime de Neutro ligado indirectamente à terra	14
2.5 - Transformador de Potência na Subestação de Distribuição AT/MT: Tipo de Ligações	15
2.6 - Tipos de Defeitos nas Redes de Distribuição MT	15
2.6.1- Curto-Circuitos em Redes de Distribuição	16
2.6.1.1 - Tipos de curto-circuitos em Diferentes Regimes de Exploração de Neutro	16

2.7	- Protecções do Painel de Média Tensão de Saída de Linha Aérea ou Mista	17
2.7.1	- Máximo de Intensidade de Fase	18
2.7.2	- Máximo de Intensidade Homopolar Direcional	18
2.7.3	- Protecção de Máximo de Intensidade Homopolar de Terras Resistentes (PTR).....	19
2.7.4	- Condutor partido.....	19
2.7.5	- Presença de Tensão	19
2.7.6	- Cold Load Pickup/ Inrush Restraint.....	20
2.8	- Função de Religação Automática	20
2.8.1	- Religação Rápida.....	21
2.8.1.1	- Sequência de Operações	21
2.8.1.2	- Parâmetros característicos da Religação Rápida	22
2.8.2	- Religação Lenta	22
2.8.2.1	- Sequência de Operações	23
2.8.2.2	- Parâmetros Característicos da Religação Lenta.....	23
2.9	- Resumo	24
Capítulo 3		26
Sistema de Protecção na Interligação de PD.....		26
3.1	- Protecções de Interligação.....	26
3.1.1	- Regulação e Temporização das Protecções de Interligação.....	27
3.1.1.1	- Máximo/Mínimo de Frequência.....	29
3.1.1.2	- Máximo e de Mínimo de Tensão	29
3.1.1.3	- Máximo de Corrente.....	29
3.1.1.4	- Máximo de Tensão Homopolar	29
3.1.2	- Protecções do Painel de Média Tensão de Saída da Subestação da Linha de Interligação	30
3.2	- Função de Religação Automática (num Parque Eólico)	30
3.3	- Regime de Neutro utilizado pela PD.....	30
3.4	- Resumo	31
Capítulo 4		33
Identificação dos Problemas no Sistema de Protecção de Redes de Distribuição MT com PD ...		33
4.1	- Condições Preliminares	33
4.1.1	- Rede modelizada em IPSA Power v1.6.2.....	33
4.1.2	- Tipo de gerador: efeito na corrente de defeito.....	34
4.2	- Problemas relacionados com o Sistema de Protecção.....	35
4.2.1	- Falha da Operação de Religação	35
4.2.2	- Saída de Serviço de uma Linha Sã com PD	36
4.2.3	- Problemas de Coordenação	37
4.3	- Resumo	38
Capítulo 5		40
O Sistema de Protecção na Rede de Distribuição MT na Continuidade de Serviço e no Aumento da PD		40
5.1	- Estudo do Sistema	40
5.2	- Características dos Aparelhos de Protecção	40
5.3	- Possíveis Soluções para Aumentar a Selectividade de Defeito.....	41
5.3.1	- Falha na Operação de Religação	41
5.3.2	- Saída de Serviço de uma Linha Sã com PD	42
5.3.3	- Problemas de Coordenação	43
5.4	- Resumo	44
Capítulo 6		46
Conclusões e Trabalhos Futuros.....		46
6.1	- Conclusões	46
6.2	- Trabalhos Futuros.....	46
Referências		50
Anexo A - Termos e Definições da Função de Religação.....		52

Anexo B - Parâmetros utilizados nas simulações	57
Anexo C - Modelização de Elementos da Rede para Análise de Curto-Circuitos.....	60

Lista de Figuras

Figura 2.1- As zonas de protecção intersectam-se devendo cobrir todo o sistema.	6
Figura 2.2- Selectividade: na ocorrência de um curto-circuito a menor zona de protecção possível deverá ser isolada.	7
Figura 2.3 - Exemplificação da Sensibilidade e Selectividade: a protecção em A deve "ver" todos os defeitos a jusante de C sem pôr em risco a selectividade do sistema.....	8
Figura 2.4 - Esquema de uma rede com regime de neutro ligado isolado	12
Figura 2.5 - Esquema de uma rede com regime de neutro ligado isolado	13
Figura 2.6 - Esquema de uma rede com regime de neutro ligado indirectamente à terra	14
Figura 2.7- Esquema ilustrativo dos diferentes tipos de curto-circuitos.....	16
Figura 4.1 - Esquema da rede modelizada no IPSA Power v1.6.2	34
Figura 4.2 - Exemplificação da falha da operação de religação.....	36
Figura 4.3 - Exemplificação da ocorrência de um defeito numa linha adjacente.....	37
Figura 4.4 - Exemplificação do impedimento da correcta operação de protecção de uma linha, originando problemas de coordenação entre protecções	38
Figura 5.1 - Linha de distribuição configurada radialmente e correspondentes aparelhos de protecção	41
Figura 5.2 - Exemplificação do princípio da função de religação automática (rápida).	42
Figura 5.3 - Saída de serviço de uma linha sã	43
Figura 5.4- Impedimento da correcta operação de protecção e problemas de coordenação ..	44

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Códigos numéricos usados para designação sintética das protecções	11
Tabela 2.2 - Tipo de Ligações do Transformador de Potência na subestação AT/MT	15
Tabela 2.3 - Função, características e gamas de actuação das protecções.....	18
Tabela 2.4 - Modos de funcionamento da função de religação automática em linhas MT.....	20
Tabela 2.5 - Parâmetros característicos da religação rápida	22
Tabela 2.6 - Parâmetros característicos da religação lenta	23
Tabela 3.2 - Protecções de Interligação, regulação e temporização para o cenário B.....	29
Tabela B.1 - Parâmetros e características da rede eléctrica em estudo	57
Tabela B.2 - Parâmetros do aerogerador	58

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AT	Alta Tensão. Na Rede de Distribuição corresponde a uma tensão de 60 kV.
EDP	Energias de Portugal
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MIF	Máximo de Intensidade de Fase
MIH	Máximo de Intensidade Homopolar
MIHD	Máximo de Intensidade Homopolar Direccional
MT	Em Portugal considera-se como Média Tensão os níveis de tensão 6,5 kV, 10 kV, 15 kV e 30 KV.
PTR	Máximo de Intensidade Homopolar de Terras Resistentes
SEE	Sistema Eléctrico de Energia

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo é apresentada uma breve introdução à integração da produção dispersa (PD) nas redes de distribuição de Média Tensão (MT) e aos problemas que daí advém, assim como a motivação para a realização deste trabalho. Contém por último, a estrutura da dissertação.

1.1 - Impacto da PD no Sistema de Protecção

A PD engloba principalmente a utilização de recursos renováveis, como a energia eólica, a energia hídrica e a energia solar fotovoltaica, ligada às redes de distribuição [1]. A introdução de PD na rede é benéfica desde que o seu planeamento e exploração sejam realizados tendo em conta a fonte de energia utilizada e o impacto que a produção de energia eléctrica poderá ter na rede [2]. Assim, os sistemas de protecção assumem um papel relevante, na medida em que permitem detectar a ocorrência de perturbações, limitando o seu impacto no sistema de energia, desligando os equipamentos defeituosos com rapidez suficiente de modo a impedir o alastramento dos danos nesses mesmos equipamentos, que possam vir a ser causados pelo impacto da integração da PD na rede de distribuição MT.

O planeamento e concepção da rede de distribuição aquando da integração da PD é muitas vezes específico, caso a caso, já que dessa integração podem resultar problemas com a operação da rede, enumerando-se em seguida, os mais comuns:

- Poderá existir um aumento da magnitude da tensão. A rede de distribuição foi concebida para que a tensão diminuísse ao longo da rede e não aumentasse (o fluxo de potência poderá inverter o sentido);
- Os limites térmicos dos equipamentos eléctricos (cabos ou linhas) poderão atingir os seus limites superiores;
- A potência de curto-circuito poderá aumentar nas redes de distribuição, o que aumentará a energia envolvida no curto-circuito devido à redução da impedância da rede a montante. É necessário ter a certeza que os equipamentos conseguem admitir estas novas correntes de curto-circuito e se os disjuntores conseguem interromper estas correntes;

- O sistema de protecção numa rede onde a PD está inserida necessitará de ser revista. Dantes, os sistemas de protecção das redes de distribuição estavam parametrizados para assegurar o fluxo de potência num só sentido. Com a introdução da PD, o sentido do fluxo de potência poderá ser alterado e ocorrer em ambas as direcções. De modo a isolar os curto-circuitos o sistema de protecção deverá ser avaliado e reparametrizado;
- Alteração dos transitórios e da estabilidade do sistema com a introdução da PD. Os sistemas de protecção na rede de distribuição foram desenhados para actuar mais lentamente que os da rede de transporte. Agora se o curto-circuito não for rapidamente isolado, a PD poderá ficar instável e sair de serviço;
- Falha da operação de religação, já que a PD pode impedir a realização com sucesso da operação de religação;
- Redução na qualidade de serviço com a introdução da PD, flickers, harmónicos, variações de frequência e flutuações de tensão.

1.2 - Motivação

A implementação dos sistemas de protecção constitui o maior obstáculo técnico ao aproveitamento e utilização generalizada da PD na rede de distribuição MT. Neste trabalho, o ênfase está na protecção da rede de distribuição MT, considerando como objectivos a identificação dos problemas associados com os sistemas de protecção das saídas MT de uma subestação quando a PD está embebida na rede de distribuição MT, e propor algumas soluções e métodos, a partir de uma rede de teste.

1.3 - Desafios Técnicos e Possíveis Soluções

O conhecimento dos sistemas de protecção utilizados nas subestações de distribuição, e na interligação da PD com a rede de distribuição MT, ao nível da sua regulação, tempo de actuação e funções de automatismo que lhes poderão estar associadas, assim como o regime de neutro associado, quer do lado da PD, quer da rede onde esta se insere, é fundamental. O efeito do tipo de gerador no comportamento da corrente de defeito é crucial, e como tal, será também abordado [2]. A influência das religações nas saídas de linha, aquando da ocorrência destes defeitos, e os problemas que daí advêm foram também abordadas. Para efeito de análise considerar-se-ão tipos de defeitos na forma de curto-circuitos, que estão na origem dos problemas associados à integração da PD na rede de distribuição MT [2 e 3]. Para proceder a esta análise utilizou-se uma plataforma de simulação, de forma a modelizar uma rede base de teste, e identificar e comprovar os problemas existentes, assim como sugerir possíveis soluções para a sua resolução, para que o cumprimento e bom funcionamento da operação de coordenação do sistema de protecção sejam viáveis.

1.4 - Estrutura da Dissertação

Para além desta introdução, a presente dissertação contém mais 5 capítulos, seguindo-se então, uma breve descrição dos mesmos.

O capítulo 2 aborda os sistemas de protecção na rede de distribuição MT em Portugal, normalmente utilizados nas subestações, a influência dos regimes de neutro nesses mesmos sistemas, assim como as funções de religação.

O capítulo 3 diz respeito aos sistemas de protecção de interligação da PD com as redes de distribuição MT.

O capítulo 4 identifica os problemas mais comuns no sistema de protecção de redes de distribuição MT com PD.

O capítulo 5 propõe possíveis soluções para o sistema de protecção de redes de distribuição MT com PD, partindo dos problemas referidos no capítulo 4.

O capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho desenvolvido, assim como eventuais trabalhos futuros.

Capítulo 2

Sistema de Protecção das Redes de Distribuição MT

Actualmente, a energia eléctrica é um dos principais recursos da sociedade industrializada. Assim, a economia dos países industrializados está directamente relacionada com a fiabilidade dos SEE (Sistemas Eléctricos de Energia), pelo que estes devem proporcionar uma elevada continuidade e qualidade de serviço, apesar das frequentes perturbações (ocorrência de defeitos, avaria de equipamentos) inerentes ao seu bom funcionamento.

As perturbações, na forma de 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 dos consumidores. As condições anormais de funcionamento são geralmente devidas a desvios de tensão, corrente ou frequência relativamente ao domínio dos valores permitidos.

Os sistemas de protecção assumem um papel preponderante, uma vez que permitem detectar a ocorrência das referidas perturbações, reduzindo o seu impacto no SEE, desligando os equipamentos defeituosos com rapidez suficiente de forma a impossibilitar o alastramento dos danos, aos restantes equipamentos.

2.1 - Sistemas de Protecção

Os sistemas de protecção permitem detectar a ocorrência de perturbações, tendo o objectivo de assegurar o funcionamento normal do SEE, mesmo em situações de perturbação, desligando os equipamentos defeituosos com rapidez suficiente de modo evitar a possível propagação de danos aos restantes equipamentos. Estes sistemas devem possuir funcionalidades tais que lhes permitam ter sensibilidade para detectar defeitos, ser rápidos na resposta, de forma a conter as consequências dos incidentes ao nível do equipamento,

mantendo também a segurança de manuseamento, bem como serem selectivos de forma a limitarem a zona de ocorrência da perturbação.

2.2 - Características Gerais das Protecções das Redes de Distribuição MT

As protecções das redes de distribuição MT terão que responder a um conjunto de exigências, tais como: zonas de protecção e redundâncias; selectividade; sensibilidade; rapidez; segurança, fiabilidade; preço razoável, sendo estas características explicadas em seguida.

2.2.1- Zonas de protecção e redundâncias

A definição de zonas de protecção é o que permite obter a selectividade. Este processo consiste em definir um conjunto de equipamentos que, por projecto, um equipamento deverá proteger. Como tal, uma protecção associada a uma zona de protecção deverá ter a capacidade de detectar um defeito que ocorra apenas dentro dela, e desligar apenas os equipamentos dessa zona. A **Figura 2.1** ilustra um pequeno sistema e zonas de protecção correspondentes.

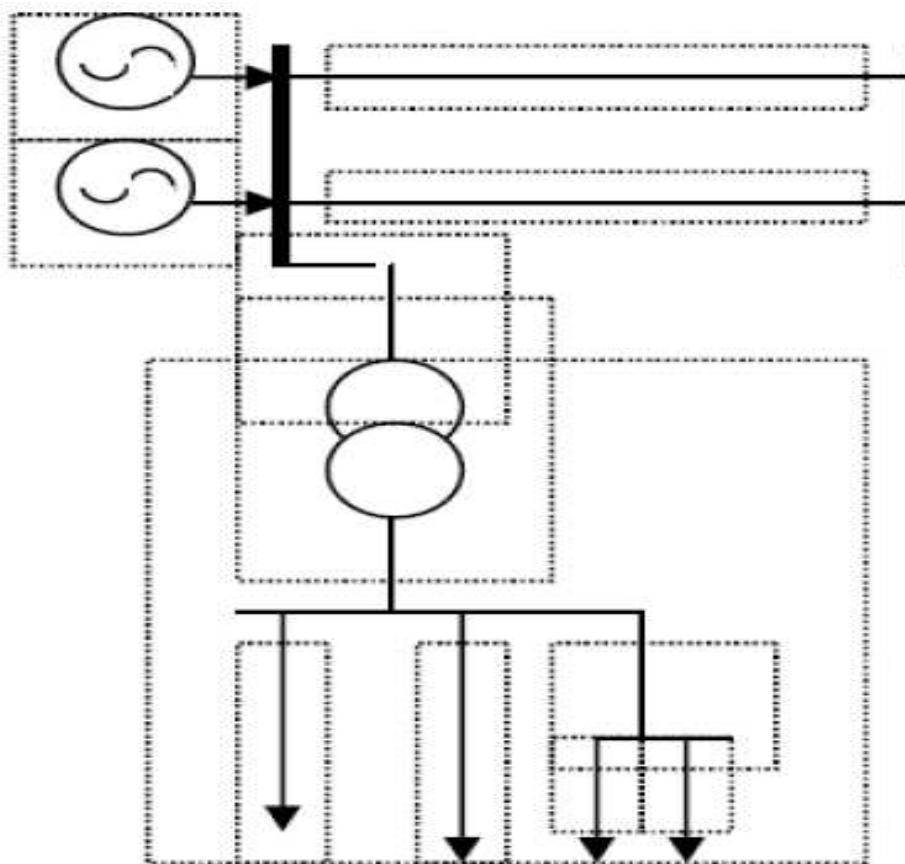


Figura 2.1- As zonas de protecção intersectam-se devendo cobrir todo o sistema.

É possível verificar que existem sobreposições (por exemplo a zona de protecção que cobre o barramento de MT do transformador também cobre as linhas a montante). Estas sobreposições visam propiciar reservas de actuação na eventualidade de um incorrecto funcionamento da protecção primária, ou o disjuntor por ela comandado.

2.2.2 - Selectividade

A sobreposição de zonas de protecção referida em 2.2.1, requer um tratamento conjunto das protecções de um sistema de energia, constituindo elas próprias, o sistema de protecções.

A selectividade é o requisito que um sistema de protecções deve satisfazer de isolar apenas o equipamento defeituoso ou minimizar a perda de funcionalidade do SEE. A selectividade requer, que a cada zona de protecção se associem disjuntores terminais que permitam o referido isolamento específico. Na **Figura 2.2** está presente um exemplo de eliminação selectiva de defeitos.

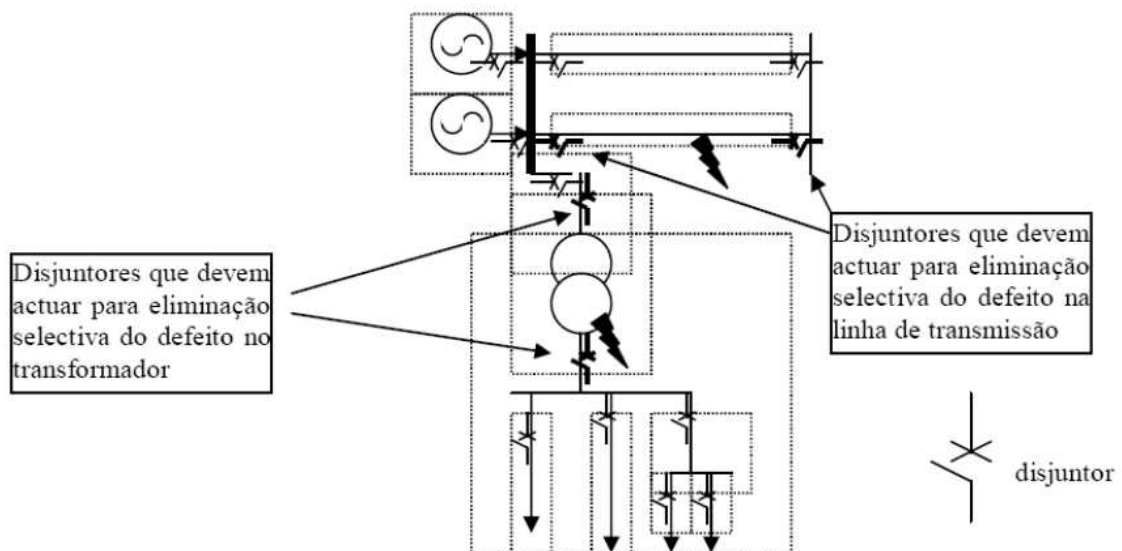


Figura 2.2- Selectividade: na ocorrência de um curto-circuito a menor zona de protecção possível deverá ser isolada.

A selectividade é muito importante, uma vez que possibilita o cumprimento da exigência da máxima continuidade de serviço dos consumidores, uma vez que a não operação de uma protecção ou a sua operação indevida, levam a que o serviço seja interrompido desnecessariamente em certas zonas da rede.

2.2.3 - Sensibilidade

A sensibilidade é o requisito que as protecções devem satisfazer de operar de uma forma fiável nas condições mínimas de defeito, na sua zona de actuação, e permanecerem estáveis nas condições máximas de carga. Na **Figura 2.3** poderá observar-se um exemplo de sensibilidade.

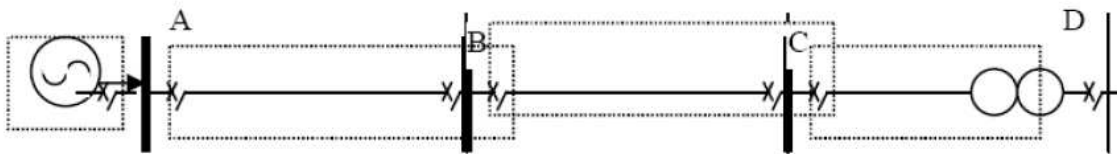


Figura 2.3 - Exemplificação da Sensibilidade e Selectividade: a protecção em A deve "ver" todos os defeitos a jusante de C sem pôr em risco a selectividade do sistema.

A zona de actuação primária da protecção em A será o troço A-B. A protecção A deverá, ser sensível a defeitos que se ocorram na zona A-B. Em caso de defeito na zona B- C, a protecção que deve actuar primeiro, de forma a garantir a selectividade, será a de B. No entanto, se esta falhar, é possível e desejável, que a protecção em A actue. Esta protecção funcionará assim como reserva da protecção em B (protecção secundária de B-C). A protecção em A deverá também ser sensível aos defeitos no fim do troço B-C, devendo no entanto, de modo a garantir o cumprimento da selectividade, actuar apenas, no caso da protecção em B falhar.

A selectividade e a sensibilidade são requisitos fundamentais dos sistemas de protecção, mas que estão muitas vezes em conflito. Contudo, a selectividade deverá ser considerada como prioritária, quase como uma restrição funcional do projecto do sistema de protecções, enquanto a sensibilidade será um objectivo a maximizar.

2.2.4 - Rapidez

Um curto-circuito deve ser eliminado com a maior rapidez possível, de forma a minimizar os danos nos equipamentos e reduzir a duração da queda ou falta de tensão aos consumidores, assim como aumentar a eficiência do reengate automático das linhas e barramentos, mas principalmente manter a estabilidade da rede. O tempo total de eliminação de um defeito está directamente interligado com o tempo de actuação das protecções somado ao tempo de actuação dos disjuntores, que é contado desde a recepção da ordem de abertura, até à extinção do arco eléctrico. Deve no entanto ser considerado que, por vezes, aquele tempo deve incluir a possibilidade de falha das protecções principais e o disparo das de reserva.

2.2.5 - Segurança

A segurança reporta-se ao requisito de uma protecção não operar incorrectamente sob condições em que não seja previsto que actue. A segurança é um requisito de cada protecção, enquanto a selectividade é um requisito do sistema de protecções e da forma como se coordenam entre si. A segurança significa que a protecção não opera intempestivamente, devido a interferências electromagnéticas, por exemplo, ou a má interpretação de sinais provenientes do equipamento ou da rede. A segurança é um requisito cuja satisfação é geralmente contraditória à rapidez e à sensibilidade. A principal dificuldade do projecto das protecções passa por satisfazer e garantir todos estes requisitos.

2.2.6 - Fiabilidade

A fiabilidade é um dos mais importantes requisitos das protecções. De forma a melhorar a fiabilidade de uma protecção, esta deverá ser linear do ponto de vista construtivo. Uma protecção passa cerca de 99,9% do seu tempo de vida no estado estacionário, sendo que durante este período de tempo há tendência para se verificar uma deterioração dos componentes da protecção, de tal modo que, na ocorrência de um defeito, a protecção pode não ser capaz de proporcionar a resposta adequada. A fiabilidade completa de uma protecção é, obviamente, impossível de obter, existindo sempre um risco de não funcionamento, quer devido a defeitos no equipamento, quer a erros humanos. Assim, a existência de protecções de reserva é um requisito universal dos sistemas de protecção.

A fiabilidade não deve ser confundida com a segurança de uma protecção. À segurança requer-se que não efectue disparos intempestivos, enquanto à fiabilidade requer-se que dispare sempre que necessário.

2.2.7 - Preço Razoável

Os benefícios que um sistema de protecção pode ter para um SEE não podem ser quantificados economicamente, sendo encarados como um seguro associado à operação do sistema. Ao longo do tempo, o preço de uma protecção tem sido relativamente proporcional ao valor do equipamento protegido. O custo associado aos sistemas de protecção corresponde a uma percentagem diminuta do preço total (inferior a 3%), sendo que as variações no preço das protecções não terão grande influência no custo total de uma instalação.

2.3 - Redes de Distribuição MT: Tipos de Relés e Protecções utilizados

Uma vez analisadas as características fundamentais das protecções para o bom funcionamento do SEE, é importante considerar os tipos de relés e protecções existentes. Os sistemas de protecção têm sofrido, ao longo do tempo, uma grande evolução.

A estrutura da rede, potência transmitida, e o tipo de consumidores de uma rede são factores que influenciam a escolha das características do sistema de protecção, quer ao nível do seu princípio de funcionamento, quer relativamente ao maior ou menor grau de sensibilidade, rapidez e selectividade de actuação.

Com base nas grandezas físicas a que são sensíveis, os relés principais podem ser classificados como:

- Relés de intensidade - sensíveis à variação do valor eficaz da intensidade de corrente eléctrica.
- Relés de tensão - sensíveis à variação do valor eficaz da tensão da rede.
- Relés direccionais de potência - sensíveis ao valor do fluxo de potência na rede e seu sentido.
- Relés de impedância - sensíveis a uma variação de impedância de uma linha ou transformador.
- Relés de frequência - sensíveis à variação da frequência na rede.
- Relés térmicos - sensíveis ao aumento de temperatura produzido por uma sobreintensidade ou por outras condições anormais de funcionamento.

Os relés suplementares, por sua vez, podem ser classificados de acordo com a sua função na parte lógica da protecção:

- Relés temporizadores - relés que, recebendo sinais lógicos dos medidores, introduzem um determinado atraso na sua actuação;
- Relés auxiliares - relés cuja função é excitar o circuito de disparo dos disjuntores. Estes relés têm que ter poder de fecho, o que não acontece nos restantes (tanto medidores como suplementares). Inúmeras vezes os relés auxiliares destinam-se simplesmente à interligação dos elementos da protecção, não sendo necessário, neste caso, de exhibir poder de fecho.
- Relés de sinalização - sinalizam e registam a operação das protecções.

Os relés principais ou os suplementares podem ser, quanto ao princípio de funcionamento, electromecânicos (actuando de acordo com os princípios da conversão electromecânica de energia), estáticos (cujos elementos são semicondutores não programáveis) e digitais, baseados em microprocessadores].

A classificação das protecções é muitas vezes idêntica à dos relés. Tome-se como exemplo, a protecção de máxima intensidade: protecção sensível à corrente; a protecção de mínima tensão: protecção sensível a um determinado valor de tensão. É comum estabelecer classificações adicionais para as protecções, ou seja:

- Se a protecção for capaz de actuar no disjuntor directamente, é chamada de protecção directa; se a actuação no disjuntor for feita excitando uma bobina (bobina de disparo do disjuntor), a protecção é chamada de indirecta. Neste caso necessita de uma fonte auxiliar de energia.
- É inúmeras vezes confundida com a anterior classificação, e como tal, existe também uma classificação de acordo com a forma de ligação dos relés medidores da protecção. Assim, uma protecção será primária se os relés medidores que a compõem estiverem directamente ligados ao circuito que protegem. Se estiverem ligados ao circuito através de transformadores de intensidade e/ou transformadores de tensão, diz-se secundária.

A prática internacional comum de designar as protecções através de um código numérico definido pela organização norte-americana ANSI/IEEE está indicada na **Tabela 2.1**:

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

Tabela 2.1 - Códigos numéricos usados para designação sintética das protecções

2.4 Regimes de Neutro

O regime de neutro adoptado irá afectar o comportamento de um sistema eléctrico durante desequilíbrios e defeitos fase-terra (ver Secção 2.7.1).

A sua escolha é importante para o sistema de protecções, pois afectará o seu bom funcionamento no que diz respeito a curto-circuitos fase-terra, podendo existir situações de disparos inadequados e até mesmo a não detecção do curto-circuito.

Nas redes MT existem três tipos de ligações do neutro:

- *Neutro Isolado*, em que o neutro se encontra galvanicamente isolado da terra ou ligado a ela através de uma impedância muito elevada, sendo a referência à terra, feita pelas capacidades das linhas.
- *Neutro ligado directamente à terra*, em que a ligação à terra se realiza a partir de uma impedância de baixo valor, resultante da impedância do condutor de terra e da resistência entre o eléctrodo de terra e a própria terra.
- *Neutro ligado indirectamente à terra*, onde a ligação à terra é realizada através de uma resistência ou reactância à terra.

2.4.1 - Regime de Neutro Isolado

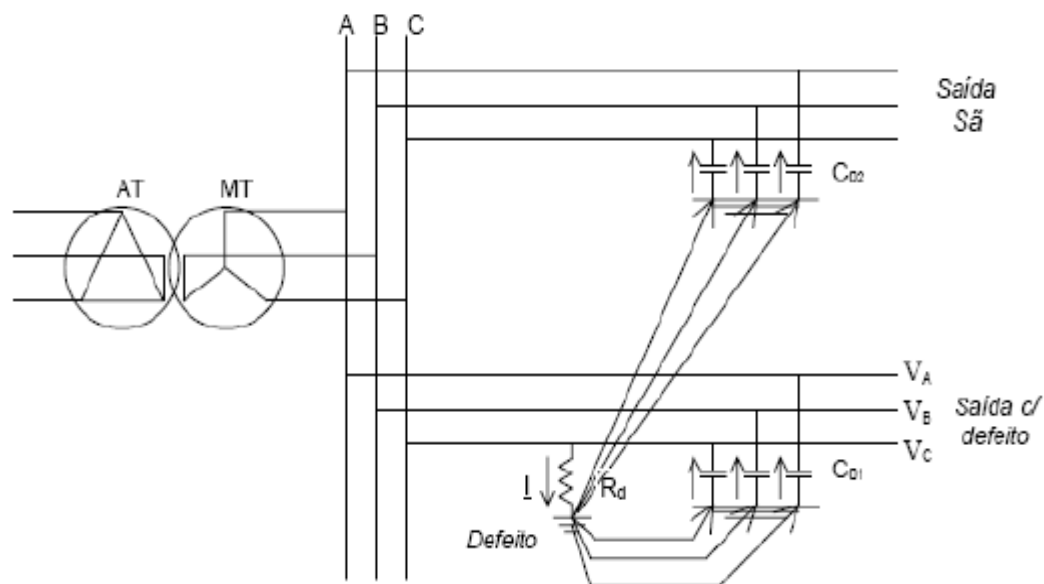


Figura 2.4 - Esquema de uma rede com regime de neutro isolado

No caso de um curto-circuito fase-terra, a impedância homopolar é resultado apenas das capacidades das linhas, como se pode observar na **Figura 2.4**. A corrente de defeito irá resultar da contribuição destas capacidades, mas no entanto, considerando as várias linhas

que saem da subestação com as respectivas ramificações, podem criar-se consideráveis correntes à terra. As tensões nas fases sãs sofrem elevadas variações de tensão, que podem atingir, pelo menos, a tensão composta.

Nos sistemas de protecção a utilizar neste tipo de regime, será necessário um gerador de tensões homopolares ao nível do barramento MT e/ou uma protecção direccional de potência reactiva, actuando quando detecta que o sentido da potência reactiva passa a ser na direcção da instalação. A protecção por tensão homopolar, não sendo selectiva, irá colocar todas as linhas fora de serviço, contrariamente à protecção direccional, que possibilita a detecção da linha em defeito (ver Secção 2.8.2).

2.4.2 - Regime de Neutro ligado directamente à terra

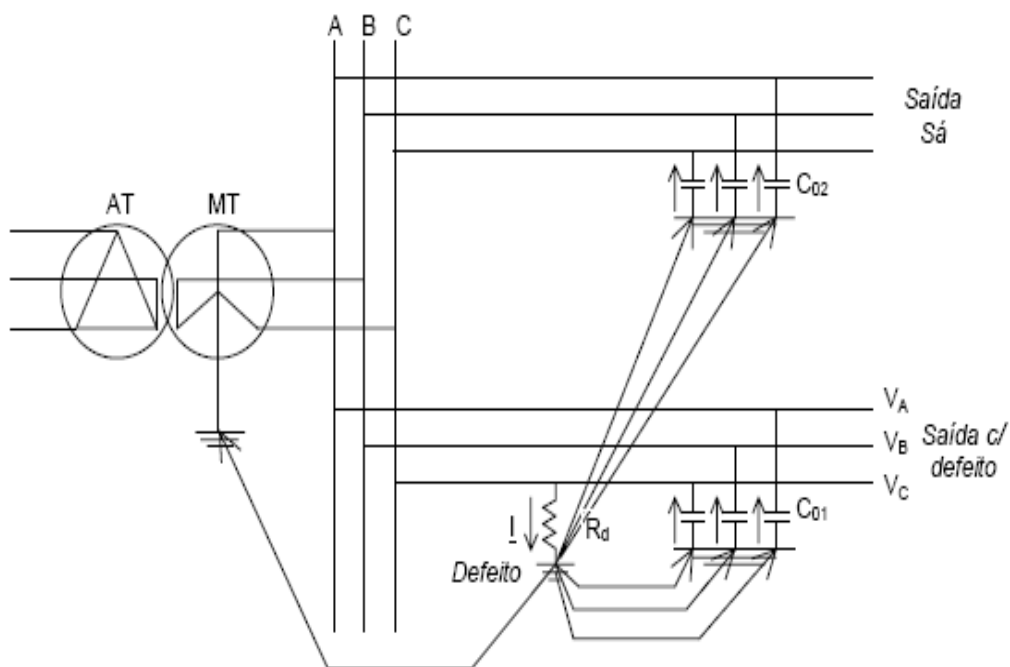


Figura 2.5 - Esquema de uma rede com regime de neutro ligado directamente à terra

Num regime de neutro ligado directamente à terra, em caso de ocorrência de um curto-circuito fase-terra, a corrente de defeito irá fechar-se pelo caminho com menor resistência, ou seja, neste caso a ligação à terra na subestação. Assim, as tensões nas fases sãs não sofrem um desequilíbrio tão significativo, relativamente ao regime de neutro isolado, uma vez que os potenciais relativamente à terra se equilibram, como se pode observar na **Figura 2.5**.

Para curto-circuitos fase-terra, o mesmo não se pode dizer relativamente à corrente homopolar, que circula numa malha fechada. Todavia, a magnitude dessa corrente, para curto-circuitos francos ou pouco impedantes será bastante elevada, podendo danificar equipamentos, uma vez que estes serão colocados sobre grandes esforços electrodinâmicos, prejudicando a sua vida útil e os seus isolamentos.

A detecção destes curto-circuitos é efectuada pela protecção de máxima intensidade homopolar. É fácil de garantir a selectividade, uma vez que a saída da subestação com maior corrente é a que se encontra sob defeito.

2.4.3 - Regime de Neutro ligado indirectamente à terra

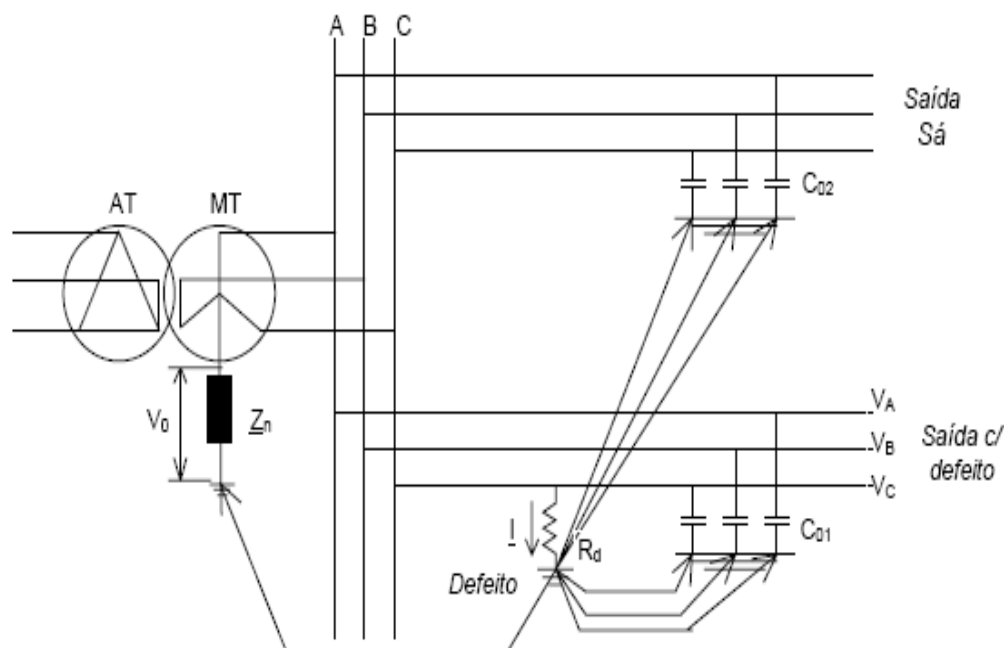


Figura 2.6 - Esquema de uma rede com regime de neutro ligado indirectamente à terra

Na configuração do regime de neutro ligado indirectamente à terra, o neutro do transformador poderá estar ligado através de uma resistência, quando o transformador de potência possui neutro acessível, ou reactância à terra. Se o transformador não tiver neutro acessível, cria-se um ponto de neutro artificial no barramento da subestação MT. Na Figura 2.6 pode observar-se o comportamento da rede no caso de um curto-circuito fase-terra.

Este regime de neutro é uma solução intermédia entre o regime de neutro artificial e o regime de neutro directamente ligado à terra. Permite manter as tensões estabilizadas nas fases sãs, de forma a compatibilizá-las com o isolamento dos equipamentos, limitando as correntes monofásicas para valores menores, mas detectáveis pelas protecções, permitindo também manter um sistema de protecções simplificado. A protecção utilizada para a detecção deste defeito é a protecção de máxima intensidade homopolar. Na ocorrência de defeitos mais resistivos opta-se pela protecção de máxima intensidade homopolar de terras resistentes (ver Secção 2.8.3).

2.5 - Transformador de Potência na Subestação de Distribuição AT/MT: Tipo de Ligações

Nos transformadores de potência, as ligações previstas para as subestações de distribuição, indicadas no projecto-tipo de uma subestação de distribuição AT/MT [4], estão representadas na Tabela 2.2.

Tensões Nominais (kV)	Símbolos de Ligação	
60/10,5	YN, d11	
16/15,75	YN, d11	YN, d5
60,31,5	YN, yn0, d	
61/31,5/10,5	YN, yn0, d11	
61/31,5/15,75	YN, yn0, d11	YN, yn0, d5
60/31,5-15,75	YN, d11	YN, d5

Tabela 2.2 - Tipo de Ligações do Transformador de Potência na subestação AT/MT

O enrolamento terciário possui uma função de estabilização, sendo através deste que se realiza a ligação à terra. Este enrolamento terá uma potência inferior relativamente aos outros, para que também diminua a componente homopolar do transformador, o que, segundo [5] diminui o fluxo homopolar que se fecharia pelo circuito magnético e outros componentes do transformador, sendo mais saudável para a vida do transformador. Para esta ligação com terciário, e secundário em estrela, utiliza-se um regime de neutro ligado indirectamente à terra, através de uma resistência limitadora.

Se o transformador de potência apenas possuir dois enrolamentos, o secundário estará em triângulo, sendo criado o ponto de neutro artificial no barramento da subestação, através de uma reactância limitadora.

Na maior parte das redes de distribuição da zona norte do país utilizam o regime de neutro indirectamente ligado à terra, através de uma reactância.

2.6 - Tipos de Defeitos nas Redes de Distribuição MT

Um defeito define-se como uma situação associada a uma mudança repentina e, por vezes violenta, do comportamento do SEE. Os defeitos numa rede de distribuição MT podem ter duas origens: origem interna ou origem externa.

Os defeitos de origem externa podem ser causados pela ruptura de um suporte, de um condutor, ou de um isolador de numa linha aérea, assim como pelo contacto de ramos de árvores e de aves com os condutores. O depósito de agentes poluidores (poeiras) nas cadeias de isoladores pode também levar ao aparecimento de defeitos nas linhas. Os defeitos de origem interna são aqueles que aparecem nas próprias redes e não são justificados por qualquer causa externa. Aqui enquadram-se as sobretensões devido a fenómenos de ressonância ou de abertura de circuitos eléctricos em carga. Os defeitos podem ainda existir sob a forma de sobretensões e sobreintensidades. Estas últimas podem ser de dois tipos:

sobrecargas e curto-circuitos. Neste trabalho apenas se considerarão defeitos provocados por curto-circuitos.

2.6.1- Curto-Circuitos em Redes de Distribuição

Os curto-circuitos ocorrem, quando há supressão de isolamento entre pontos condutores, podendo ser entre dois ou três pontos condutores, entre condutores e terra ou entre um condutor e terra, correspondendo a intensidades de corrente de valor muito superior ao registado em regime nominal. As causas que originam o aparecimento de curto-circuitos variam bastante. No entanto, o conhecimento dos valores máximos e mínimos que a corrente associada a esse curto-circuito pode atingir é fundamental para a exploração da rede eléctrica, uma vez que é com base nesta intensidade e na duração do defeito, que residirá a gravidade das suas consequências.

As correntes de curto-circuito derivam das mais diversas causas de defeitos: ruptura do isolamento, a existência de corpos estranhos entre condutores, ou então, falsas manobras. O valor da corrente de curto-circuito depende ainda de outros factores: estrutura da rede, regime de neutro adoptado, resistência de defeito, e tipo de defeito [6].

2.6.1.1 - Tipos de curto-circuitos em Diferentes Regimes de Exploração de Neutro

Os tipos de curto-circuito existentes encontram-se ilustrados na **Figura 2.7**.

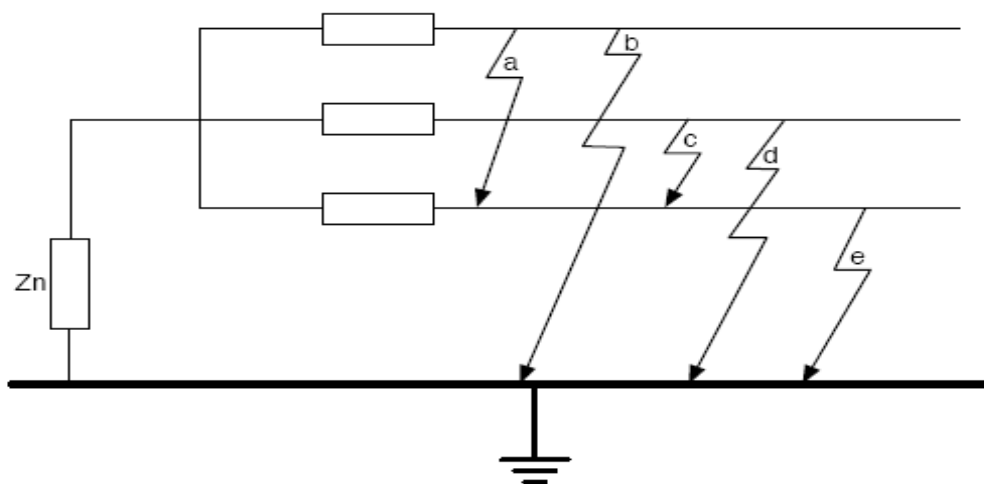


Figura 2.7- Esquema ilustrativo dos diferentes tipos de curto-circuitos

Os curto-circuitos podem ser:

- a) Curto-circuito trifásico sem terra;
- b) Curto-circuito trifásico com terra;
- c) Curto-circuito bifásico sem terra - *fase-fase*;
- d) Curto-circuito bifásico com terra - *fase-fase-terra*;

e) Curto-circuito monofásico - *fase-terra*;

Para os regimes *a)* e *b)*, os curto-circuitos associados podem também ser denominados como simétricos, uma vez que, sendo o curto-circuito é inerente às três fases, o sistema de forças electromotrizes e o sistema de corrente de curto-circuito, são simétricos. Admite-se que as impedâncias das três fases, são iguais, bastando nestas circunstâncias estudar o que ocorre numa das fases.

Para os regimes *c)*, *d)*, *e)* os curto-circuitos podem ser apelidados de assimétricos, já que as perturbações não afectam as três fases da mesma forma. Através do teorema de “Fortescue” de modo a transformar o sistema em componentes simétricas (componente directa, inversa e homopolar), é possível efectuar os cálculos necessários para cada tipo de curto-circuito e, seguidamente utilizar o processo inverso para determinar os parâmetros de curto-circuito em cada uma das fases [6].

Os curto-circuitos entre fases são eliminados pela actuação das protecções de máximo de intensidade, não sendo afectados pelo regime de neutro adoptado na rede MT. Relativamente aos curto-circuitos monofásicos estes são, em grande parte de carácter fugitivo. Nesta situação, a forma como o neutro está ligado à terra é o factor mais relevante, e que determina o comportamento dum sistema de potência durante um curto-circuito fase-terra, não existindo nenhum regime de neutro que possa ser considerado como ideal, já que cada um apresenta um conjunto de características próprias que tornam a sua aplicação adequada para uma dada situação.

2.7 - Protecções do Painel de Média Tensão de Saída de Linha Aérea ou Mista

A regulação das protecções consideradas é consonante com as normas praticadas pelas normas da EDP Distribuição. Segundo o projecto-tipo de uma subestação de distribuição AT/MT [4], o painel de saída de linha aérea ou mista deve conter as seguintes protecções:

- Máxima Intensidade de Fase;
- Máximo de Intensidade Homopolar Direcional;
- Máximo de Intensidade Homopolar de Terras Resistentes (PTR);
- Condutor partido;
- Presença de tensão;
- *Cold Load Pickup/ Inrush Restraint*;

As características destas protecções baseiam-se na normalização presente em [4 e 7], sendo que para uma melhor análise e compreensão, estão presentes na Tabela 2.3 as funções, características e gamas de actuação das protecções acima indicadas:

Função	Características	Gamas
Geral	Frequência nominal (Fn) Tensão nominal (Un) Corrente nominal (In) Tensão de alimentação auxiliar (Ucc) Tensão máxima - permanência - durante 1s Corrente máxima - permanência - durante 1s	50 Hz 100/ $\sqrt{3}$ 1 A 110 Vcc 1.5 Un 2.5 Un 2 In 100 In
Máximo de Intensidade de Fase	Corrente de arranque Informação de arranque Tempo independente	50% a 1000% In, passos de 5 ≤ 50 ms 0,04 a 5s, passos de 0,01
Máximo de Intensidade Homopolar Direccional	Corrente homopolar de arranque Tensão de polarização mínima Informação de arranque Tempo independente	1% a 300% de In, passos de 5% 1% Un ≤ 50 ms 0,04 a 5s, passos de 0,01
Máximo de intensidade Homopolar de terras resistentes	Ligação a toro Informação de arranque Curva de tempo muito inverso	0.5 A a 50 A (corrente primária) ≤ 50 ms Curva PTR
Detecção de presença de tensão	Patamar de funcionamento Tempo de operação	10 a 80% Un, passos de 1 entre 65 a 95 ms

Tabela 2.3 - Função, características e gamas de actuação das protecções

2.7.1 - Máximo de Intensidade de Fase

A protecção de máximo de intensidade de fase tem como função a detecção de defeitos trifásicos e fase-fase e deverá ser trifásica podendo ter até três níveis de detecção ($I>$, $I>>$, $I>>>$), de tempo independente, para os quais o tempo de actuação poderá ser mais rápido. Deverá ainda estar regulada para uma corrente mínima de actuação de $1,3I_n$, sendo I_n a corrente máxima da linha, e uma temporização que será superior a 0,5 segundos. Esta protecção deverá poder desencadear a função de automatismo “religação rápida e/ou lenta de disjuntores” (ver Secção 2.5).

2.7.2 - Máximo de Intensidade Homopolar Direccional

A protecção de máximo de intensidade homopolar direccional é utilizada para a detecção de defeitos fase-terra pouco resistivos, que deverá estar regulada para pelo menos três níveis de detecção de corrente homopolar ($I_o>$, $I_o>>$, $I_o>>>$), de tempo também independente, e para o qual deverá ser considerada uma actuação instantânea e outra temporizada. A corrente homopolar mínima considerada é normalmente maior que 1,3 vezes a corrente

capacitiva da linha, enquanto a corrente homopolar máxima será igual à soma vectorial das correntes de fase. Deverá ser possível configurar a direccionalidade nos diferentes níveis de detecção de uma forma individual. Para o nível $10^{>>>}$ deverá ser possível o cálculo da corrente homopolar através de soma vectorial das correntes de fase. A função de protecção de máximo de intensidade homopolar deverá poder desencadear a função de automatismo “religação rápida e/ou lenta de disjuntores”.

2.7.3 - Protecção de Máximo de Intensidade Homopolar de Terras Resistentes (PTR)

A protecção de máximo de intensidade homopolar de terras resistentes (PTR) destina-se à detecção de defeitos de elevada resistência, sendo por isso dotada de uma elevada sensibilidade. Consegue detectar defeitos com resistências máximas compreendidas entre 12,5k Ω e 15,6k Ω . Possui ainda uma característica de tempo muito inversa que permite assegurar a selectividade temporal, isolando apenas a linha em defeito, não afectando o funcionamento das restantes.

A actuação desta função de protecção deverá desencadear a função de automatismo “religação rápida e/ou lenta de disjuntores”, permitindo a eliminação de uma grande percentagem de defeitos do tipo semi-permanente sem interrupções prolongadas do fornecimento de energia nas saídas MT com avaria. Além disso, permite que os OCR (Órgão de Corte e Religação) instalados na rede MT funcionem de forma coordenada com o sistema de protecção do respectivo painel.

Deverá ser possível colocar fora de serviço as protecções de terras resistentes das saídas MT ligadas no semibarramento MT, no local e à distância.

2.7.4 - Condutor partido

A protecção de condutor partido tem como objectivo detectar a interrupção de uma fase na linha a proteger podendo ser baseada no aparecimento da componente inversa da corrente ou em qualquer outro método, desde que seja garantida a detecção eficaz da assimetria da rede resultante deste tipo de defeito.

2.7.5 - Presença de Tensão

A protecção de detecção de presença de tensão deve ser incluída no painel, quando é interligada uma unidade de PD numa determinada saída de linha MT da subestação. A sua função é efectuar a verificação da presença de tensão na saída de linha MT, em situações de ordens de fecho do disjuntor, quer em resultado de uma actuação por automatismo, quer por um comando voluntário - local ou por telecomando.

2.7.6 - Cold Load Pickup/ Inrush Restraint

Esta função tem como objectivo evitar actuações intempestivas das funções de protecção associadas aos picos de corrente, na sequência de ligação de cargas (colocação em carga de uma linha ou arranques directos de motores de potência elevada). A unidade de protecção deverá ser capaz de detectar estas situações e alterar, temporariamente, a regulação da função de protecção de máximo de intensidade de fase. Para a função *Cold Load Pickup* deverá ser tido em conta a ordem de fecho do disjuntor, enquanto a função *Inrush Restraint* deverá ter em conta o conteúdo harmónico da corrente da linha.

2.8 - Função de Religação Automática

A função de automatismo de religação pertence ao conjunto de funções de automatismos instaladas nas subestações, e é a manobra automática de fecho do disjuntor de protecção após um disparo provocado por a actuação de uma protecção ou através de outra função de automatismo. O objectivo desta função é o de tentar eliminar automaticamente defeitos fugitivos e semi-permanentes nas linhas MT, sem existir necessidade de retirar completamente a linha de serviço, como no caso de defeitos permanentes. Por outro lado, esta função deve garantir o isolamento da linha caso se trate de um defeito permanente.

Habitualmente, há dois tipos de religação, a religação rápida e a religação lenta, permitida apenas para as redes de distribuição MT. A primeira comanda o fecho do disjuntor normalmente após um disparo instantâneo, depois de um tempo de isolamento muito pequeno, usualmente não superior a 400ms. Já a religação lenta tem um tempo de isolamento da ordem das dezenas de segundos (no máximo 120s). Esta religação normalmente segue-se a um disparo temporizado [8]. É comum a associação de religações rápidas e lentas para garantir a eliminação de defeitos temporários e ao mesmo tempo garantir que em caso de defeito permanente a linha seja isolada.

A função de religação automática é a tentativa de eliminação automática de defeitos fugitivos e semi-permanentes nas linhas MT, sem existir necessidade de retirar a linha de serviço como no caso de defeitos permanentes. Por outro lado, os modos de funcionamento da religação automática devem isolar a linha caso o defeito persista. Segundo [8], são permitidos os modos de funcionamento para linhas MT descritos na **Tabela 2.4**.

Modos de funcionamento	Descrição Sumária
0	Religação inibida
4	1 Religação rápida
2	1 Religação lenta
3	2 Religações lentas
6	1 Religação rápida + 1 religação lenta
7	1 Religação rápida + 2 religações lentas

Tabela 2.4 - Modos de funcionamento da função de religação automática em linhas MT.

Num painel de linha MT o modo de funcionamento mais comum é o modo 7, sendo que nos restantes capítulos, será este o modo de funcionamento considerado.

Ao ser detectado um defeito pelas protecções de máximo de intensidade, máximo de intensidade homopolar ou ainda pela protecção de máximo de intensidade homopolar de terras resistentes, o automatismo com o modo de funcionamento 7, comanda o disjuntor de protecção de linha a iniciar uma religação rápida (300ms) e caso o defeito persista após o fecho do disjuntor poderão ser consideradas mais duas religações lentas (15s). Se o defeito não for extinto neste processo de religações automáticas, trata-se então de um defeito persistente que necessitará de intervenção técnica para que seja solucionado, sendo que a religação da linha só poderá ser feita manualmente após a reparação da fonte que origina o mesmo.

2.8.1 - Religação Rápida

Num painel de linha, para que possa ser efectuado um ciclo rápido, compreendendo um disparo instantâneo e uma religação rápida, devem estar reunidas as seguintes condições:

- O painel de linha está no modo de comando “Distância”;
- Em relação à função de religação o modo de funcionamento seleccionado para a linha em questão inclui uma religação rápida;
- A função está em serviço no painel;
- O comando do disjuntor de protecção de linha está operacional: as condições de “permissão de abertura automática” e de “permissão de fecho automático” estão presentes;
- O disjuntor de protecção da linha em questão está fechado;
- A religação rápida não está temporariamente encravada, ou seja, o “tempo do encravamento” eventualmente provocado por um acontecimento anterior já expirou.

2.8.1.1 - Sequência de Operações

Na ocorrência de um defeito, o ciclo rápido de religação é desencadeado pela informação de “arranque da protecção de máximo de intensidade de Fase ou Homopolar”, ou da informação de “PTR Disparo”, de tal modo que, se todas as condições iniciais estiverem verificadas, a função inicia uma temporização de disparo “instantâneo”. Se a religação for desencadeada pela informação de “PTR Disparo”, deverá ser controlado o estado da sinalização de “arranque do Detector de Terras Resistentes” do barramento a que a linha está ligada, para as eventuais religações lentas (ver 2.5.2). Uma vez terminada esta temporização com a informação de arranque da função de protecção sempre presente, é emitida uma sinalização de “Ciclo de Religação em curso” e “religação por PTR em curso”, caso o arranque tenha sido por PTR, seguida de uma ordem de abertura para o disjuntor de painel. Se o disjuntor abrir, o temporizador de isolamento da religação rápida arranca na imediata sequência da confirmação da abertura, e é emitida uma sinalização correspondente a “Religação Rápida em curso”. Caso o disjuntor não abra, é emitida uma sinalização de “Falha de manobra do disjuntor” e a função retorna ao repouso, com extinção das sinalizações de

“Ciclo de Religação em curso” e “Religação Rápida em curso” e “religação por PTR em curso”, caso o arranque tenha sido por PTR, onde permanece até que a condição de falha de manobra desapareça e se verifiquem de novo condições de arranque.

Uma vez terminado o tempo de isolamento da religação rápida, é emitida uma ordem de fecho para o disjuntor de painel da linha, seguida da correspondente temporização de confirmação de manobra. Caso o defeito reapareça durante o tempo de encravamento da religação rápida, e não existir nenhuma religação lenta programada, o correspondente disparo, executado pela actuação temporizada das funções de protecção do painel, é um disparo definitivo e é seguido pela emissão da correspondente sinalização. Se o defeito reaparecer durante o tempo de encravamento da religação rápida, e ainda não foram executadas as religações lentas subsequentes (programadas), o correspondente disparo (não definitivo) do disjuntor, executado pela actuação temporizada das funções de protecção do painel, é seguido de uma religação lenta.

2.8.1.2 - Parâmetros característicos da Religação Rápida

Os parâmetros característicos da religação rápida são os a seguir indicados na Tabela 2.5.

Designação	Valor (s)	Precisão (s)
Temporização do disparo instantâneo (T_{d_i})	0 a 0,05	0,005
Tempo de isolamento ($T_{i_{RR}}$)	0,1 a 0,4	0,01
Tempo de encravamento ($T_{e_{RR}}$)	5 a 120	1
Nota: os tempos de isolamento e de encravamento serão definidos por painel de linha		

Tabela 2.5 - Parâmetros característicos da religação rápida

2.8.2 - Religação Lenta

Num painel de linha, para que possa ser efectuada uma religação lenta, após um disparo temporizado, devem estar reunidas as seguintes condições:

- A função está “em serviço” no painel;
- O modo de funcionamento seleccionado inclui uma ou duas religações lentas;
- O comando do disjuntor de protecção de linha está operacional: as condições de “permissão de abertura automática” e de “permissão de fecho automático” estão presentes;
- O disjuntor de protecção da linha em questão está fechado no instante da emissão da ordem de “disparo temporizado”;
- A religação lenta não está temporariamente encravada, ou seja, o tempo do encravamento eventualmente provocado por um acontecimento exterior já expirou.

2.8.2.1 - Sequência de Operações

Para que a ordem de qualquer ordem de abertura (ou fecho) para o disjuntor de painel seja executada, é necessário confirmar primeiro que o comando do disjuntor de protecção de linha está operacional: confirmação da presença da condição “permissão de abertura automática” (“permissão de fecho automático”).

Na ocorrência de um defeito, o ciclo lento é desencadeado pela informação de “arranque da protecção de máximo de intensidade de fase ou homopolar”), de tal modo que, se todas as condições iniciais estiverem verificadas, a função aguarda o disparo temporizado do disjuntor por actuação das funções de protecção de painel. Assim, se o disjuntor abrir, no instante de aquisição da informação de que o disjuntor está aberto, arrancará o temporizador do tempo de isolamento da religação lenta e será emitida a sinalização de “religação lenta em curso”, precedida pela sinalização de “ciclo de religação em curso”, se antes não existir nenhuma religação rápida. No entanto, se o disjuntor não abrir, será emitida a sinalização de “falha de manobra do disjuntor” e a função retorna ao repouso (com extinção das sinalizações de “ciclo de religação em curso” e “religação lenta em curso”) onde permanece até que a condição de falha de manobra desapareça e se verifiquem de novo condições de arranque.

Uma vez terminado o “tempo de isolamento da religação lenta”, será emitida uma ordem de fecho para o disjuntor, seguida da correspondente temporização de confirmação de manobra. Caso o defeito não reapareça durante o tempo de encravamento da religação lenta, uma vez terminado este, a função regressa ao repouso, com extinção das sinalizações de “ciclo de religação em curso” e “religação lenta em curso”. Se o defeito reaparecer durante o tempo de encravamento da RL, e se não houver mais nenhuma religação lenta programada, seguir-se-á o disparo definitivo, executado pela actuação temporizada das funções de protecção do painel, após o que será emitida a correspondente sinalização com extinção das sinalizações de “ciclo de religação em curso” e “religação lenta em curso”. Se o defeito reaparecer durante o tempo de encravamento da religação lenta, e se ainda não foram executadas as religações lentas subsequentes (programadas), seguir-se-á o disparo definitivo, executado pela actuação temporizada das funções de protecção do painel, após o que será executada uma nova religação lenta.

2.8.2.2 - Parâmetros Característicos da Religação Lenta

Os parâmetros característicos da religação lenta são os a seguir indicados na Tabela 2.6.

Designação	Valor (s)	Precisão (s)
Tempo de isolamento (T_{iRL})	5 a 120	1
Tempo de encravamento (T_{eRL})	5 a 120	1
Nota: os tempos de isolamento e de encravamento serão definidos por painel de linha		

Tabela 2.6 - Parâmetros característicos da religação lenta

As características, termos e descrições da operação de religação automática foram baseadas nos requisitos presentes em [8]. Para uma maior informação acerca dos termos e definições utilizados, consultar o Anexo A.

2.9 - Resumo

Neste capítulo apresentaram-se os requisitos ao nível dos sistemas de protecção das redes de distribuição MT. Numa fase inicial foi dada uma revisão teórica sobre defeitos nas redes, vantagens e desvantagens dos regimes de neutro e características fundamentais dos sistemas de protecção, bem como os tipos de relés existentes, salientando também, os tipos de ligações que existem num transformador de potência na subestação de distribuição AT/MT, considerando ainda as protecções necessárias, assim como a descrição do funcionamento de cada uma delas. Numa fase final abordaram-se as funções de religação, assim como uma breve descrição das ligações rápidas e ligações lentas, a sua sequência de operações e parâmetros característicos de funcionamento.

Capítulo 3

Sistema de Protecção na Interligação de PD

Este capítulo apresenta as características da actual filosofia de protecção actuais da filosofia de protecções de interligação da PD com a rede eléctrica. São descritas as soluções de protecções de interligação da PD com a rede de distribuição MT, assim como as suas respectivas funções.

3.1 - Protecções de Interligação

O sistema de protecção de interligação da PD à rede eléctrica tem como objectivo garantir que defeitos e perturbações na rede não comprometam o bom funcionamento do equipamento e aparelhagem, assim como a estabilidade da rede, evitando que pessoas e bens sejam colocados em risco. Mais concretamente, estas protecções devem assegurar a separação rápida e automática da unidade da rede em caso de ocorrência de defeitos na linha de interligação, ou no caso de se verificar o desaparecimento da tensão na rede receptora. É também exigido que haja coordenação entre as protecções das unidades de PD e a rede de distribuição MT, garantindo a selectividade.

As condições acima referidas não são por si só suficientes para garantir uma boa inserção da produção dispersa na rede. Assim, a Direcção Geral de Energia e Geologia - DGEG, publicou o “*Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia*”, que menciona que a protecção entre a rede de distribuição MT e as unidades de PD deve ser assegurada pelo seguinte conjunto de protecções de interligação:

- *Máximo/mínimo de frequência*, ANSI #81U e #81 (ver Secção 2.3). Estas protecções actuam quando a frequência do sistema é ultrapassada, relativamente ao seu valor nominal. A sua principal função [9] é detectar situações de rede isolada, caso a subestação tenha saído de serviço e haja cargas em ramos da linha de interligação.
- *Máximo/mínimo de tensão*, ANSI #59 e #27 (ver Secção 2.3), que reagem em função da tensão do circuito eléctrico que protegem. O mínimo de tensão tem

como função principal a detecção de falha de tensão na rede (como por exemplo nos parques eólicos [10]).

- *Máximo de corrente*, ANSI #50 ou #51 (ver Secção 2.3). É usada para detectar sobrecargas e para a proteger a unidade de produção dispersa de curto-circuitos polifásicos na rede de distribuição MT.
- *Máximo de tensão homopolar*, segundo o código ANSI #59N (ver Secção 2.3). Tem como função detectar defeitos do tipo fase-terra.

As protecções assumem importância primordial quando conjugadas com uma prática de reengate automático na rede pública. Como exemplo desta relevância, considere-se uma subestação alimentada por uma única linha. Em caso de defeito nesta linha, o isolamento da chegada da MT pelas protecções da subestação, colocam a rede pública, a subestação *inclusive*, para montante, em situação de isolamento. Nestas condições, se a unidade de PD continuar ligada, não será possível garantir uma correcta sincronização das duas redes quando se proceder ao reengate automático da linha desligada. A instalação referente à produção dispersa deverá, por conseguinte, desligar-se da rede receptora tão depressa quanto possível após o isolamento da rede, sendo função da sua protecção de frequência detectar esse isolamento da rede [10].

3.1.1 - Regulação e Temporização das Protecções de Interligação

A EDP Distribuição definiu dois cenários, cenário A e B, para as protecções de interligação da PD com a rede de distribuição MT, a partir das imposições do “*Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia*”. Tais cenários referem-se às protecções a utilizar, com determinada regulação e temporização, e estão presentes na **Tabela 3.1** e **Tabela 3.2**, para os cenários A e B, respectivamente.

Protecção	Regulação	Tempo de Actuação
Máximo de Tensão Homopolar	a calcular	instantâneo
3 X Mínimo de Tensão	85% Un	instantâneo
2 X Máximo de Tensão	115% Un	instantâneo
Máximo e Mínimo de Frequência	50,2 / 49,8 Hz 51,5 / 47,5 Hz *	instantâneo
3 X Máximo de Corrente	1,3 In	1 segundo

Tabela 3.1 - Protecções de Interligação, regulação e temporização para o cenário A

Protecção	Regulação	Tempo de Actuação
Máximo de Tensão Homopolar	a calcular	1 segundo + inst (REE)
3 X Mínimo de Tensão	85% Un	1 segundo + inst (REE)
3 X Mínimo de Tensão (2°)	120% Umin**	instantâneo
2 X Máximo de Tensão	115% Un	instantâneo
Máximo e Mínimo de Frequência	50,2 / 49,8 Hz 51,5 / 47,5 Hz *	instantâneo
3 X Máximo de Corrente	1,3 In	1 segundo

Tabela 3.2 - Protecções de Interligação, regulação e temporização para o cenário B

A regulação da protecção de máximo de tensão homopolar é feita tendo em conta o comprimento da linha de interligação para que a sua sensibilidade seja semelhante à da protecção de terras resistentes da subestação de distribuição à qual o produtor está associado.

No cenário A, as protecções de máximo de tensão homopolar e mínimo de tensão actuam instantaneamente. Como tal, para certos defeitos em linhas adjacentes à linha de interligação da PD à subestação de distribuição, verificou-se que as protecções de interligação disparavam indevidamente, colocando a PD fora de serviço (nomeadamente a protecção de mínimo de tensão e protecção de máximo de tensão homopolar). Existindo selectividade, a linha afectada pelo defeito deveria sair de serviço antes que as protecções de interligação detectassem valores anormais e enviassem ordem de disparo para o disjuntor de interligação.

O cenário B surgiu para responder às dificuldades de coordenação das protecções de interligação com as protecções da subestação. De forma a garantir esta selectividade, o cenário B prevê um ligeiro atraso que permitirá evitar estes disparos intempestivos e seja isolada apenas a linha afectada pelo defeito. No entanto, o cenário B exige a instalação de uma protecção de mínimo de tensão trifásica, regulada em função da tensão mínima para a qual a protecção de frequência bloqueia quando a tensão diminui ($120\% \cdot U_{min}$, ver **Tabela 3.2**), e para além disso exige a instalação de um sistema de detecção de tensão na saída da subestação da linha de interligação (ver Secção 3.1.2). Estes equipamentos serão custeados pelo produtor independente. Neste cenário, as protecções de máximo/mínimo de frequência e de máximo de tensão continuam a funcionar instantaneamente. Com a adopção do cenário B fica garantida a inexistência de paralelos intempestivos, resultantes de religações rápidas, bem como a melhoria da continuidade de serviço ao nível da instalação de produção. A adopção deste cenário é justificada se for comprovado que unidade de PD se desliga da rede com muita frequência.

**varia de caso para caso: depende se a PD está embebida na rede ou directamente ligada à subestação AT/MT*

***Umin é a tensão mínima de funcionamento da protecção de frequência.*

3.1.1.1 - Máximo/Mínimo de Frequência

As variações de frequência na rede ocorrem principalmente devido ao desequilíbrio do binário carga-geração. Se estas variações persistirem durante algum tempo poderão causar danos graves no equipamento da subestação e da rede eléctrica em geral. O comando do equipamento de corte é realizado pelas protecções de máximo e mínimo de frequência.

3.1.1.2 - Máximo e de Mínimo de Tensão

A protecção de máximo de tensão, actua quando a tensão no circuito eléctrico for maior que o valor de regulação da protecção, enviando uma ordem de abertura do disjuntor que comanda. No caso da protecção de mínimo de tensão, a ordem de abertura do disjuntor é enviada quando a tensão no circuito eléctrico for inferior ao valor para o qual a protecção se encontra regulada. Uma das formas de detecção da tensão é pela comparação das tensões entre fases.

Os transformadores de tensão associados a estas protecções, especialmente ao mínimo de tensão, devem estar instalados no lado da rede receptora, para que as protecções possam detectar casos de isolamento da rede de distribuição e impedir a religação da unidade de PD, antes do retorno da tensão à rede de distribuição MT.

O princípio de funcionamento desta protecção é semelhante ao das protecções de máximo e mínimo de frequência, diferenciando-se apenas na grandeza medida, que é a tensão neste caso.

3.1.1.3 - Máximo de Corrente

A protecção de máxima intensidade realiza a medição de corrente através de transformadores de intensidade, que estão ligados a jusante do disjuntor (da unidade de PD). Os relés de máxima intensidade apresentam um valor nominal, que corresponde ao valor da corrente que estão em condições de suportar permanentemente e a de actuação que geralmente é um múltiplo da nominal, prevista para um tempo determinado. No caso de o sistema em causa estar protegido por mais que uma protecção de máxima intensidade, para garantir a selectividade, realiza-se o escalonamento dos tempos de actuação das diversas protecções para que a protecção do troço em questão actue primeiro.

Esta protecção é utilizada não só para detectar sobrecargas, mas também para proteger a unidade de PD, ou em último caso, a rede de distribuição, de curto-circuitos polifásicos.

3.1.1.4 - Máximo de Tensão Homopolar

A protecção de máximo de tensão homopolar tem como função detectar defeitos do tipo fase-terra, quando perante a existência de uma malha de terra galvanicamente fechada. Os tipos de exploração do regime de neutro que permitem a inclusão desta protecção são o neutro directamente ligado à terra e o neutro ligado à terra através de uma impedância. Seria mais comum encontrar protecções de máximo de intensidade homopolar para esse efeito, mas as unidades de PD, são obrigadas a utilizar um regime neutro isolado, impedindo, de acordo com [10], a utilização de protecções baseadas na medida da corrente homopolar.

Uma das formas de actuação desta protecção é pela soma das tensões nas fases. Se a soma for superior a três vezes a tensão homopolar para a qual a protecção se encontra regulada, então a protecção irá actuar para que seja dada ordem de abertura do disjuntor.

A regulação destas protecções está dependente do comprimento total da saída e do tipo de rede (aérea ou subterrânea) onde se encontra interligada a unidade de PD.

3.1.2 - Protecções do Painel de Média Tensão de Saída da Subestação da Linha de Interligação

As protecções do painel de saída da subestação da linha de interligação da unidade de PD com a rede têm todas as protecções referidas e descritas anteriormente, bem como as funções de religação que lhes estão inerentes.

No caso de esta unidade optar pelo cenário B de regulação de protecções (ver **Tabela 2.5**), possuirá também um sistema de detecção de tensão. O sistema de detecção de tensão garante que o disjuntor do painel de saída de linha da subestação não possa fechar caso haja tensão do lado da unidade de PD, quer em resultado de religações automáticas, ou por comando local ou telecomando. Evitam-se assim paralelos intempestivos. Este sistema é constituído por três transformadores de tensão e um relé trifásico (ou um relé por fase). Em substituição dos transformadores de tensão poderão ser utilizados divisores capacitivos.

3.2 - Função de Religação Automática (num Parque Eólico)

No caso do um de linha de interligação de PD à rede de distribuição MT, a função de religação poderá ser encravada pelo sistema de detecção de tensão, pois sendo detectada tensão na linha de interligação (proveniente da unidade de PD) o disjuntor é impedido de fechar. Caso se trate de um parque eólico que possua um sistema de religação automático, após a saída de serviço, a seguinte rotina será iniciada:

1. Verificação da condição da tensão
2. Envio de sinalização de início de sequência (SCADA)
3. Abertura dos disjuntores MT dos ramais
4. Fecho do disjuntor de interligação
5. Incremento da Contagem de religações
6. Verificação de Ligação bem sucedida
7. Fecho dos disjuntores MT dos ramais
8. Verificação estabilidade e Reset Contador

Após a primeira tentativa de religação, e, se esta não for bem sucedida, o parque só poderá repor o serviço manualmente, desactivando assim o sistema de religação automática.

3.3 - Regime de Neutro utilizado pela PD

Segundo o “Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia Eléctrica”, as unidades de PD devem adoptar um regime de neutro (ver Secção 2.1)

compatível com o da rede de distribuição a que irão interligar, o que implica que o neutro do lado da rede receptora deve ficar isolado.

No caso da interligação à rede ser efectuada através de um transformador, é obrigatório que um dos seus enrolamentos esteja ligado em triângulo. Uma das vantagens deste tipo de ligação, é que as perturbações que ocorrem na rede interna da unidade de PD, nomeadamente os harmónicos de terceira ordem e as correntes homopolares, não são transmitidos para a rede de distribuição.

O facto de esta unidade ser obrigada a adoptar um regime de neutro isolado, permite evitar uma nova referência à terra para além da existente na subestação a que a unidade de PD se encontra ligada. Uma nova referência à terra que obrigaria as correntes homopolares a fecharem-se noutros sentidos o que poderia conduzir a disparos intempestivos das protecções, isolando desnecessariamente outras linhas [9].

O regime de neutro isolado, por outro lado, coloca dificuldades na detecção de defeitos fase-terra que ocorram na rede de distribuição, quer na linha de interligação quer nas linhas adjacentes. A protecção de defeitos fase-terra é realizada através de uma protecção de máximo de tensão homopolar que deve ser regulada tendo em conta os valores da protecção de máximo de intensidade homopolar de terras resistentes, para que os defeitos sejam eliminados o mais rapidamente possível. No entanto, é difícil garantir a selectividade para que a unidade de PD não detecte um defeito noutra linha antes de esta ser isolada.

3.4 - Resumo

Neste capítulo foram apresentados os requisitos relativamente aos sistemas de protecção para a interligação segura de uma unidade de PD com a rede de distribuição MT, nomeadamente a as protecções existentes necessárias, assim como a sua descrição e funcionamento.

Os dois cenários propostos pela EDP Distribuição para a parametrização e regulação das protecções unidades de PD foram também apresentados, ressaltando as diferenças existentes entre eles.

Por fim, atentou-se não só na função de religação automática de um parque eólico, mas também no regime de neutro a utilizar pela unidade de PD.

Capítulo 4

Identificação dos Problemas no Sistema de Protecção de Redes de Distribuição MT com PD

Neste capítulo identificar-se-ão os problemas mais típicos existentes no sistema de protecção de redes de distribuição MT com PD, nomeadamente a falha na operação de religação, a saída de serviço de uma linha sã e ainda os problemas de coordenação das protecções.

4.1 - Condições Preliminares

A integração da PD na rede de distribuição MT é um assunto bastante em foco nos dias de hoje. Está a mudar a forma como as redes de distribuição MT estão a ser projectadas e operadas. Existem inúmeras razões para apoiar a sua vasta utilização, mas, por outro lado, desta situação podem resultar vários tipos de problemas com a operação da rede. Estes problemas prendem-se essencialmente com níveis de tensão e/ou defeito, ou então, situações de transição. O sistema de protecção é considerado o maior obstáculo técnico à implementação e uso diversificado da PD [2]. A ênfase deste estudo está no sistema de protecção da subestação, e, como tal, o objectivo da pesquisa foi descobrir os problemas mais típicos associados à integração da PD na rede de distribuição MT, identificando-os e estudando-os.

4.1.1 - Rede modelizada em IPSA Power v1.6.2

Para efeitos de simulação deste trabalho, partiu-se de uma rede base de teste, modelizada em IPSA Power v1.6.2 [11], e que se encontra presente na **Figura 4.1**.

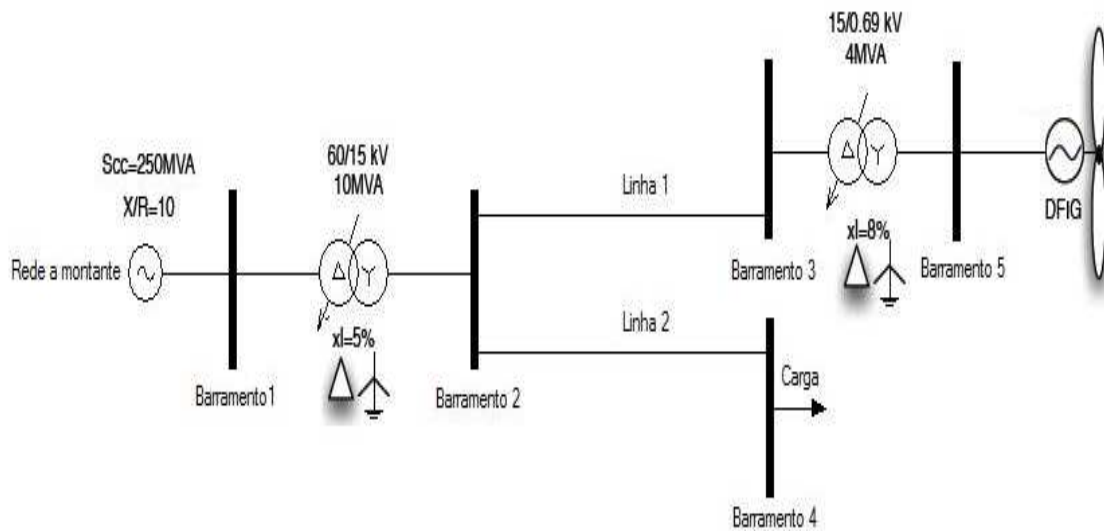


Figura 2.8 - Esquema da rede modelizada no IPSA Power v1.6.2

A rede modelizada para teste consiste numa subestação de distribuição MT ligada a uma rede de 60 kV com uma potência de curto-circuito máxima de 250MVA modelizada através da impedância composta por R" e X" (ver modelização no Anexo B). Na subestação, na parte de MT (15 kV) existem duas linhas configuradas radialmente. A linha 1 interliga uma unidade de PD (que, neste caso, será representada por um parque eólico) com a subestação. A linha 2 é destinada à alimentação da carga (Carga). A interligação da unidade de PD é feita através de um transformador situado na subestação do parque eólico acoplando assim o nível de tensão da parte de MT (15 kV) com a tensão de funcionamento da máquina (0.69 kV). Os parâmetros electromagnéticos desta rede encontram-se detalhados no Anexo B.

4.1.2 - Tipo de gerador: efeito na corrente de defeito

A implementação da unidade geradora tem um grande efeito no comportamento da corrente de defeito e, conseqüentemente, também nos assuntos relacionados com o sistema de protecção. Considerando os diferentes tipos de geradores, a corrente de defeito gerada por um gerador síncrono é a mais elevada, uma vez que este é normalmente capaz de gerar correntes de defeito prolongadas. A corrente diminui após um pequeno período, mas neste momento, o sistema de excitação impulsiona-a novamente, aumentando-a. É o chamado efeito de campo [12]. Contudo, a corrente de defeito simples não é considerada como uma base fiável para a protecção do ponto de interligação, e por isso, esta protecção deve ser baseada também em qualquer outro factor, como por exemplo, as variações de tensão e frequência.

Um gerador de indução, numa fase inicial, gera uma corrente de defeito quase tão grande como aquela gerada por um gerador síncrono. No entanto, essa corrente de defeito decresce abruptamente. Assim, a protecção do gerador de indução também não pode ser baseada na corrente de defeito simples [12].

Um gerador com um conversor electrónico de potência gera apenas um pico momentâneo de corrente antes da sua protecção interna actuar. No que à protecção diz respeito, sistema baseado em electrónica de potência é deste modo mais simples, mas, não existem modelos base gerais, já que o seu comportamento depende fortemente da sua concepção e dos componentes electrónicos usados. Habitualmente, a corrente nominal multiplicada por um certo factor, é usada como valor de pico momentâneo da corrente de defeito. Também é possível projectar o equipamento electrónico para que gere uma corrente de defeito prolongada. No futuro, este requisito poderá até ser obrigatório para toda a PD que possua conversores electrónicos de potência [12].

4.2 - Problemas relacionados com o Sistema de Protecção

A integração de uma unidade de PD na rede de distribuição MT pode fazer com que vários tipos de problemas ocorram com a coordenação e operação do sistema de protecção. Em seguida, consideram-se os problemas mais típicos.

4.2.1 - Falha da Operação de Religação

A operação de religação automática é facilmente implementada em redes radiais. A integração da PD na rede de distribuição MT pode fazer com que a operação de religação não seja executada com sucesso, uma vez que existem várias origens para a corrente de defeito. A religação automática é muito importante para a fiabilidade das linhas aéreas MT, já que tem sido um meio bastante poderoso para melhorar a qualidade de serviço, possibilitando ainda que maioria dos defeitos seja eliminada desta forma [13].

A unidade de PD pode continuar ligada à rede, mantendo o nível de tensão, durante o tempo da operação de religação, mesmo quando está a contribuir para a corrente de defeito no ponto de ocorrência do defeito. Assim, a unidade de PD mantém o arco eléctrico no ponto de defeito, causando conseqüentemente a falha da operação de religação e fazendo com que o defeito que seria temporário se torne permanente. A qualidade de serviço deteriora-se, já que o tempo a que o equipamento fica sujeito ao arco se prolonga, levando a um tempo de vida reduzido e reparações dispendiosas [13]. A corrente proveniente de uma pequena unidade de PD é frequentemente demasiado reduzida para fazer com que a protecção de máximo de intensidade de fase (ver Secção 2.7.1) actue no ponto de interligação [2].

Como tal, a unidade de PD deve estar sempre fora de serviço durante a operação de religação [9]. A **Figura 4.2** esquematiza o que pode ocorrer devido à falha da operação de religação.

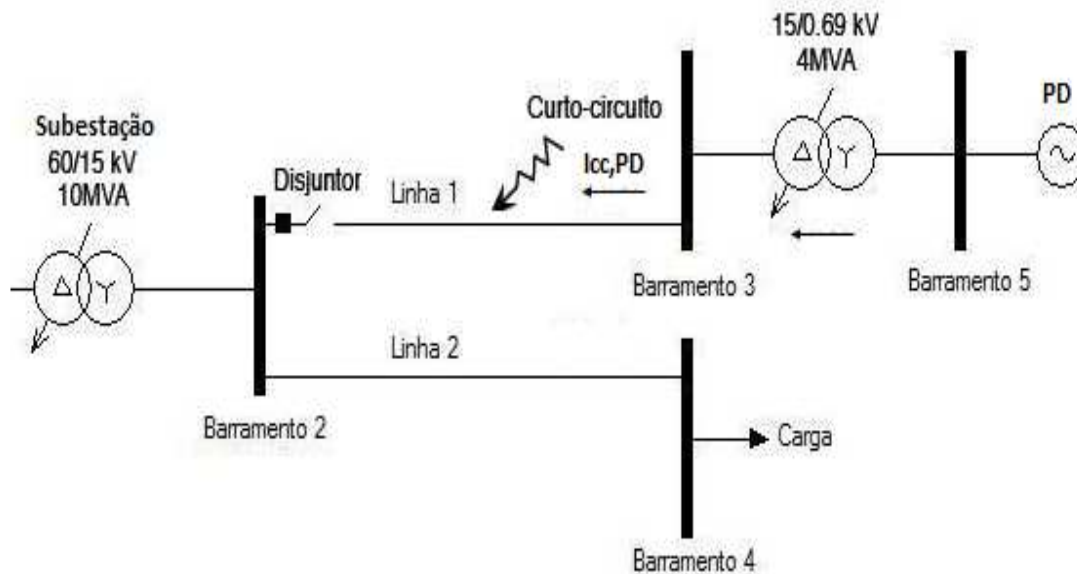


Figura 2.9 - Exemplificação da falha da operação de religação

Tipicamente, várias tentativas de religação serão efectuadas após uma actuação do disjuntor de protecção da linha. O tempo da primeira tentativa de religação (rápida) pode ser muito curto, na ordem dos 300ms (ver Secção 2.5).

4.2.2 - Saída de Serviço de uma Linha Sã com PD

A saída de serviço de uma linha que contenha uma unidade de PD pode acontecer quando o defeito está situado numa linha adjacente ligada à mesma subestação. Quando ocorrem defeitos em linhas adjacentes, podem existir dois problemas relacionados com a PD.

O primeiro baseia-se na premissa de que defeitos ocorridos em linhas adjacentes originam tensões muito similares às de defeitos ocorridos na linha de interligação com a PD, tornando difícil proceder à sua discriminação, e colocando conseqüentemente, a unidade de PD, fora de serviço. A causa mais provável deste tipo de problemas são as situações em que a unidade de PD e/ou o ponto de defeito, estão situados perto da subestação [14].

O segundo problema reside no facto da unidade de PD contribuir com a corrente de defeito que flui para o ponto de defeito através do barramento da subestação. Assim, a corrente medida pelo relé protector da unidade de PD pode ser suficientemente elevada para provocar a sua actuação.

Isto acontece desnecessariamente já que o defeito ocorre numa linha adjacente, não devendo fazer com que outras linhas saiam de serviço [2]. Uma unidade de PD com uma potência relativamente elevada ou a ocorrência de um defeito trifásico também aumentam, usualmente, a possibilidade de surgimento de problemas. A Figura 4.3 exemplifica o que pode ocorrer quando existe um defeito numa linha adjacente.

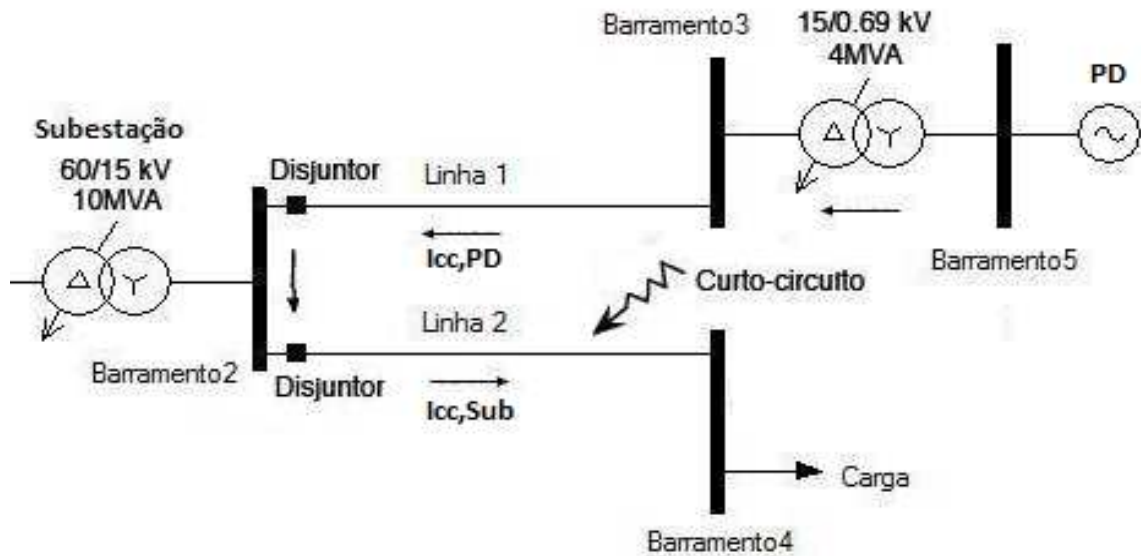


Figura 2.10 - Exemplificação da ocorrência de um defeito numa linha adjacente

4.2.3 - Problemas de Coordenação

A integração da PD traz benefícios à rede, e, da mesma forma, possui também um impacto significativo no funcionamento, protecção e controlo da rede de distribuição MT. As redes de distribuição MT configuradas de forma radial dispõem de protecções não direccionais contra sobreintensidades de corrente, e, como tal, podem falhar nos casos em que a unidade de PD esteja a contribuir para o defeito, já que estes equipamentos não identificam o sentido da corrente.

A coordenação dos dispositivos de protecção destina-se a manter a selectividade entre os dispositivos envolvidos em diversos tipos de defeitos, a fim de garantir a segurança da operação e da fiabilidade do sistema eléctrico [16]. Uma forma de avaliar a coordenação do sistema de protecção é através da comparação entre o tempo de actuação e as correntes medidas pelos aparelhos presentes na zona da rede onde ocorreu o defeito [17]. A primeira protecção a actuar será aquela que está mais próxima do ponto onde se deu o defeito. Segue-se a actuação da protecção secundária que está entre o ponto de defeito e a subestação ou então entre o ponto de defeito e a unidade de PD. Esta protecção deverá apenas eliminar o defeito nos casos em que a protecção primária falhe.

A unidade de PD integrada na rede de distribuição MT pode fazer com que a operação do relé de protecção de uma linha não seja executada correctamente. Tal acontece quando a corrente de defeito medida pelo relé de protecção da linha, diminui, devido ao efeito provocado pela unidade de PD, sendo que isto pode acontecer se a unidade de PD estiver longe da subestação. Próximo da unidade de PD a impedância de curto-circuito pode ser significativamente mais pequena que a impedância entre o ponto de defeito e a subestação. Deste modo, a corrente de defeito medida pelo relé de protecção da linha, diminui. Defeitos com grande resistência ou defeitos fase-fase nas partes anteriores da linha podem passar despercebidos [2].

O que também acontece frequentemente, é que o transformador da subestação origina uma corrente de defeito mais elevada que a proveniente da unidade de PD. Nesta situação, a corrente de defeito proveniente da subestação não diminuirá significativamente para defeitos ocorridos entre a subestação e a unidade de PD. Desde que essa corrente não exceda a capacidade do equipamento de protecção, esta situação pode até aumentar as margens de coordenação entre a subestação e as linhas adjacentes [15]. A **Figura 4.4** exemplifica o possível impedimento da correcta operação de protecção de uma linha.

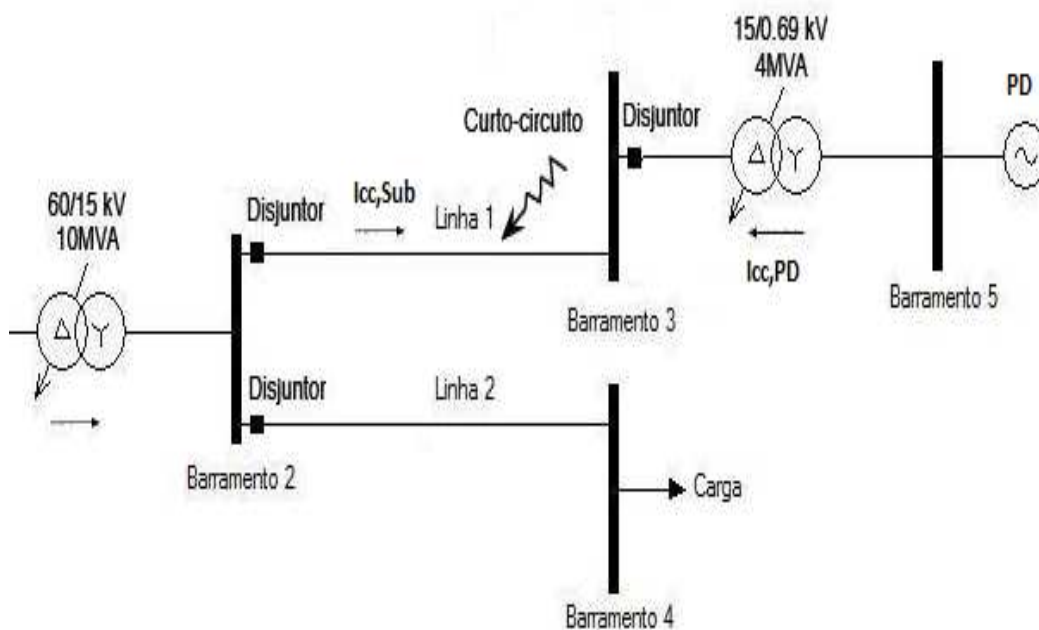


Figura 2.11 - Exemplificação do impedimento da correcta operação de protecção de uma linha, originando problemas de coordenação entre protecções

4.3 - Resumo

Neste capítulo abordaram-se os problemas mais comuns relativamente à integração de unidades de PD nas redes de distribuição MT. Esta integração tem impactos no sistema de protecção muito para além do ponto de interligação, já que este sistema foi concebido para uma configuração radial da rede. Entre os problemas mais comuns associados a esta situação contam-se a falha na operação de religação, a saída de serviço de uma linha sã e os problemas de coordenação das protecções. Estes problemas não são exclusivos da linha de interligação, podendo alastrar-se a linhas adjacentes. Assim, é necessário um cuidadoso estudo e identificação da ocorrência destas situações, sempre que uma unidade de PD seja integrada na rede de distribuição MT, de forma a assegurar uma continuidade segura e uma fiabilidade viável, do sistema.

Capítulo 5

O Sistema de Protecção na Rede de Distribuição MT na Continuidade de Serviço e no Aumento da PD

No sentido de aumentar a energia proveniente de fontes de energia dispersa e aumentar a continuidade de serviço o sistema de protecção terá que ser reformulado.

As possíveis soluções, alternativas e sugestões para funcionamento do equipamento, de forma a evitar os problemas que advêm da integração da PD na rede de distribuição MT, foram abordadas neste capítulo, partindo da rede modelizada para teste, e que foi indicada no capítulo anterior.

5.1 - Estudo do Sistema

A base essencial para a execução deste estudo foi integrar a PD numa rede de distribuição MT, de acordo com [2] e [16]. A integração da PD aumenta os níveis de defeito em toda a rede sendo esse efeito muito significativo nas imediações da unidade de PD. Assim, à medida que os níveis de defeito na rede aumentam, os limites térmicos dos condutores e dos componentes devem ser verificados. Os problemas relacionados com os limites térmicos podem advir das definições de tempo dos relés [2].

5.2 - Características dos Aparelhos de Protecção

Numa típica rede de distribuição MT, todas as cargas são alimentadas a partir da subestação de distribuição, através de transformadores e linhas configuradas radialmente [18]. De forma a proteger os componentes do sistema e ao mesmo tempo cumprir com as normas de segurança, os aparelhos de protecção devem estar dispostos ao longo da linha principal e da linha de alimentação da carga. Tradicionalmente, o disjuntor e o aparelho de religação foram concebidos para proteger e desligar o sistema, no início e no meio do

circuito, consoante a sua localização na linha. O fusível é colocado na linha de alimentação da carga. No caso do disjuntor e da religação, estes actuam normalmente por máximo de intensidade de fase. A Figura 5.1 representa um exemplo de uma linha de distribuição configurada radialmente e os correspondentes aparelhos de protecção.

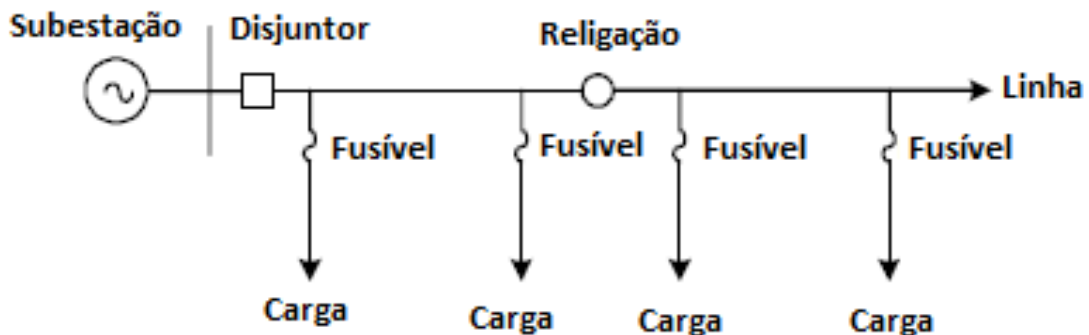


Figura 2.12 - Linha de distribuição configurada radialmente e correspondentes aparelhos de protecção

A coordenação é geralmente determinada de acordo com a topologia típica individual da rede de distribuição e o efeito de protecção desejado [18]. Existe uma coordenação geral entre o disjuntor, a religação e o fusível. O objectivo é que a coordenação entre as protecções seja capaz de desligar e confinar o circuito à menor área possível, aquando da ocorrência de um defeito, de forma a interromper pelo menor tempo possível, o serviço. Por exemplo, se ocorrer um defeito numa das linhas que alimenta as cargas, a religação rápida deve operar primeiro, de forma a eliminar o defeito temporário, que ocorre em 70% a 80% dos casos [18]. Se o defeito persistir, funde-se o fusível, saindo a linha, de serviço. Contudo, se o fusível não actuar correctamente, a religação lenta pode também servir como protecção. Relativamente ao disjuntor, será o último a actuar no caso de quer a religação, quer o fusível falharem.

5.3 - Possíveis Soluções para Aumentar a Selectividade de Defeito

As possíveis soluções para os problemas existentes (falha na operação de religação, saída de serviço de uma linha sã e problemas de coordenação) na integração da PD na rede de distribuição serão em seguida apresentadas.

5.3.1 - Falha na Operação de Religação

A função de religação automática rápida não deve ser usada de todo, em linhas com que incluem PD, segundo [9]. Por outro lado, os fabricantes consideram usualmente como tempo de execução desta operação, o valor de 0,3s.

A Figura 5.2 ilustra o princípio de religação, evidenciando a corrente de defeito e o tempo de abertura do disjuntor, e, após a correcta operação de religação automática, evidencia também a corrente normal na linha. O disjuntor abre em $t = 0.9$ s e fecha com sucesso, concluindo a operação de religação em $t = 1.2$ s.

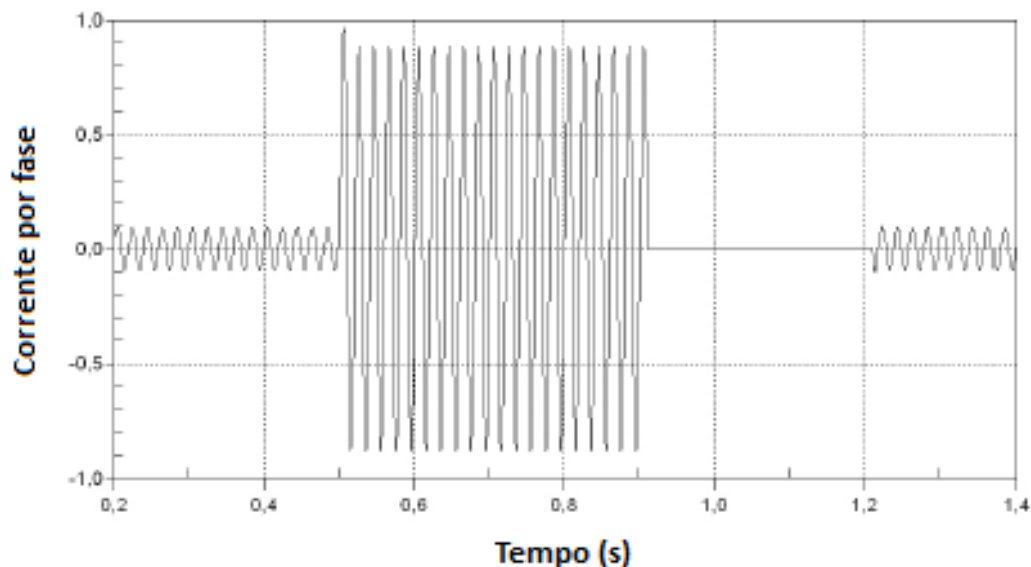


Figura 2.13 - Exemplificação do princípio da função de religação automática (rápida).

Do ponto de vista da empresa exploradora da rede, uma religação suficientemente rápida significa melhor qualidade de serviço. No entanto, se este tempo de operação com o valor de 0,3s for alterado para, por exemplo, 1,0s, este valor pode assegurar a saída de serviço da unidade de PD, mas também pode originar alguns problemas no que à qualidade de serviço diz respeito. A definição correcta do valor correspondente ao tempo de execução da função de religação pode ser determinado especificamente caso a caso, mas, no entanto, o ponto essencial é que essa definição seja sempre verificada durante o processo de planeamento da rede [2].

5.3.2 - Saída de Serviço de uma Linha Sã com PD

A maioria das unidades de PD está regulada para saírem de serviço sempre que ocorre um defeito [19 e 20]. Contudo, esta operação por si só, não garante o cumprimento eficaz da protecção. O risco da unidade de PD continuar ligada durante a ocorrência do defeito, é diminuto. No entanto, ele existe. Ademais, não é possível garantir que a unidade de PD se desligue antes da operação de protecção, podendo esta ser executada assim, de uma forma errónea.

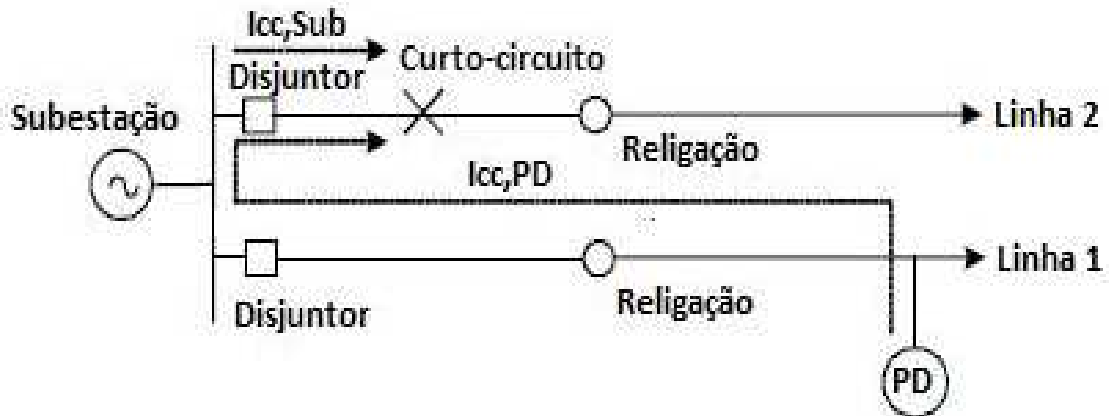


Figura 2.14 - Saída de serviço de uma linha sã

A saída de serviço de uma linha sã pode ser solucionada usando protecções direccionais contra sobreintensidades de corrente, no caso do disjuntor. Este método é viável e não requer um grande investimento. É também menos severo no caso de quer a linha onde ocorre o defeito, quer a linha sã, possuírem disjuntores iguais ou similares. Esta solução poderá ser considerada possível, uma vez que o tempo de operação dos dois disjuntores será diferente. A corrente de defeito vista pelo disjuntor do lado da linha sã provém apenas da unidade de PD, enquanto a corrente de defeito vista pelo disjuntor do lado da linha onde ocorreu o defeito provém quer da subestação, quer da unidade de PD. Assim, o disjuntor do lado da linha onde ocorre o defeito actuará mais rapidamente, fazendo com que a sequência de operação dos dois disjuntores possa ser discriminada. Outras soluções podem basear-se na substituição dos aparelhos de protecção da subestação, ou então, alterando os valores parametrizados destes, de forma a poderem lidar com a corrente de defeito proveniente da unidade de PD.

As soluções descritas parecem razoáveis e apropriadas. No entanto, o custo da substituição e/ou alteração dos parâmetros dos aparelhos de protecção não é de todo, desprezável. Se compararmos os benefícios que advém da integração da PD na rede de distribuição, este investimento parece longe de ser meritório. Uma outra solução passaria ainda por limitar a corrente de defeito proveniente da unidade de PD, e que tanto impacto tem na coordenação das protecções existentes, através da implementação de uma margem de segurança para essas mesmas correntes.

5.3.3 - Problemas de Coordenação

A operação de protecção pode normalmente ser assegurada através de mudanças apropriadas nas definições do relé. Normalmente, o problema encontrado pode ser resolvido diminuindo o valor da definição da corrente, no relé associado à protecção, tendo em conta no entanto uma margem aceitável de actuação. Ao diminuir o valor da definição da corrente, no relé associado à protecção, os defeitos na linha 1 são eliminados (ver Figura 5.4), mas fazendo no entanto com que outros problemas surjam. Uma vez diminuído o valor da definição da corrente no relé de protecção, é agora possível que uma menor corrente de defeito possa agora fazer disparar o disjuntor da linha 1, caso ocorra um defeito numa zona

posterior da linha 2, remetendo novamente ao problema de saída de serviço de uma linha sã. Deste modo, a tarefa essencial é evitar a ocorrência simultânea destes dois problemas. A Figura 5.4 ilustra a zona em que poderão surgir problemas de coordenação.

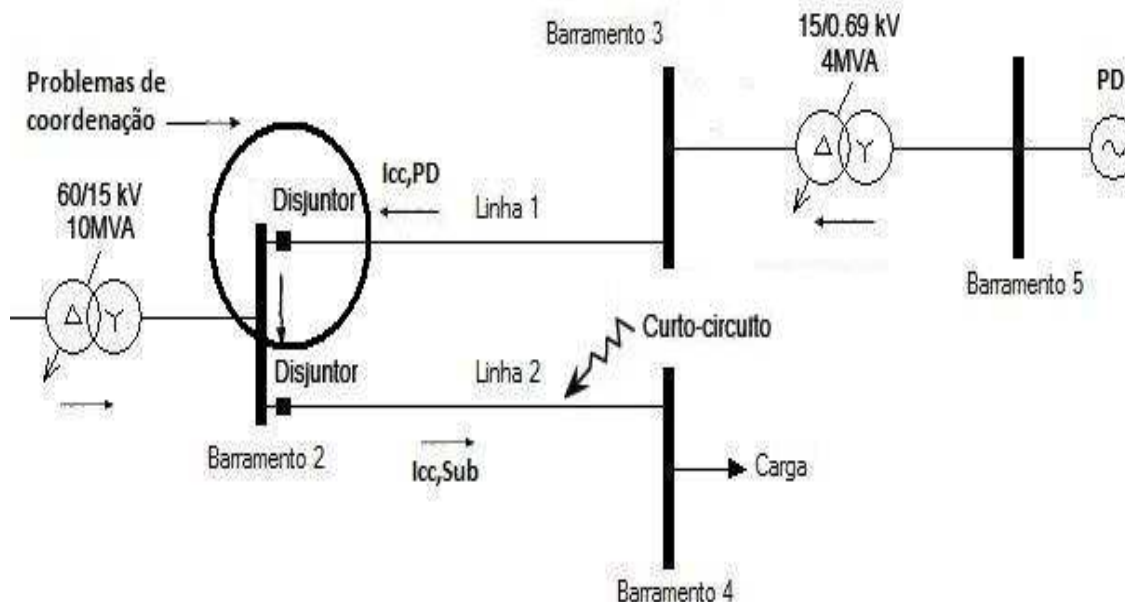


Figura 2.15- Impedimento da correcta operação de protecção e problemas de coordenação

A avaliação iterativa de várias considerações referentes à protecção, poderá ser a solução, uma vez que as mudanças efectuadas numa das fases podem também afectar as configurações previamente estabelecidas. É também necessário efectuar cálculos e desenvolver um sistema de protecção que preencha estes requisitos.

5.4 - Resumo

Neste capítulo foram apresentadas possíveis soluções para os problemas mais comuns que podem ocorrer quando se integra uma unidade de PD na rede de distribuição MT, nomeadamente a falha na operação de religação, saída de serviço de uma linha sã e os problemas de coordenação entre protecções. Foram também abordadas os requisitos a ter em conta, quando se aplicam as possíveis soluções sugeridas.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1 - Conclusões

Nesta dissertação foram identificados os problemas mais comuns que advêm da integração da PD na rede de distribuição MT, assim como possíveis soluções, alternativas e sugestões de funcionamento do equipamento, de forma a poderem ser resolvidos.

A integração da PD nas redes de distribuição MT modificou significativamente os aspectos tradicionais de planeamento e operação das redes de distribuição MT, forçando as subestações e o seu sistema de protecção a adaptarem-se às novas situações que surgiram. No entanto, hoje em dia, os problemas são relativamente controláveis e de solução simples. Entre os mais comuns, contam-se os problemas da falha da operação de religação, problemas de coordenação entre protecções, e a saída indevida de serviço de uma linha sã. Um bom sistema de protecção passa por conter estes problemas, assim como desenvolver novas técnicas de protecção. Actualmente, estes problemas são relativamente controláveis e de soluções simples, sendo que a maior parte destas passa essencialmente por mudar as parametrizações dos aparelhos de protecção, em termos de tempo e de valor de corrente escalonado para actuação, proporcionando também assim uma resolução dos problemas, sem ser necessário um investimento elevado.

Um bom conhecimento acerca dos aspectos relacionados com a presença da PD em redes de distribuição MT e as situações que daí advêm podem permitir uma melhor integração destas unidades de PD na rede de distribuição MT.

6.2 - Trabalhos Futuros

A partir do trabalho desenvolvido nesta dissertação, outros estudos poderão ser desenvolvidos, nomeadamente:

- Considerando a rede de teste modelizada e os problemas identificados, poderá ser testado um sistema de protecção parametrizado para a rede em questão, e que possibilite a resolução dos problemas indicados, uma vez que devido a

indisponibilidade do *software* usado, não foi de todo possível a execução deste item. Propõe-se então como trabalho futuro a implementação de um método de resolução de modo a aprimorar a que este seja aprimorado na sua globalidade, generalizando-o a qualquer caso.

- Para unidades de PD que sejam afectadas por defeitos quer em linhas adjacentes, quer por defeitos que ocorram nos ramais da linha que interliga a unidade de PD com a subestação de distribuição, poderá realizar-se um estudo técnico e económico de integração de Órgãos de Corte e Religação (OCR) nestes ramais, de forma a evitar que o tempo de interrupção de fornecimento de energia activa seja menor.

Referências

- [1]-Daly, Peter A.; Morrison, Jay, “Understanding the Potential Benefits of Distributed Generation on Power Delivery Systems”, IEEE Rural Electric Power Conference, 2001. ISBN: 0-7803-7012-0.
- [2]-Maki, K.; Repo, S.; Jarventausta, P., “Effect of wind power based distributed generation on protection of distribution network”, Developments in Power System Protection, 2004. Eighth IEE International Conference on, vol.1, no., pp. 327-330 Vol.1, 5-8 April 2004.
- [3]-Crossley, Peter; Littler, Tim, “Protection of Distribution Networks with Distributed Generators”, IEE Seminar on Stability of Distributed Generation - protection issues, 26 April 2005.
- [4]-DIT-C13-500/N, FEV 2007, “INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO, Projecto - Tipo -Memória Descritiva”, DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, EDP Distribuição.
- [5]-Sá, Pinto, “Protecção de Equipamentos e Sistemas de Energia Eléctrica”, disponível em www.ist.pt.
- [6]-José Pedro Sucena Paiva. Redes de Energia Eléctrica - Uma Análise Sistémica. IST Press, Lisboa, 2005. ISBN: 9789728469344.
- [7]-DEF-C13-570/N FEV 2007, “INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO. Sistemas de Protecção, Comando e Controlo Numérico (SPCC). Funções de protecção - Especificação funcional”, DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, EDP Distribuição.
- [8]-DEF-C13-551/N FEV 2007, “INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO. Função de automatismo: “religação rápida e/ou lenta de disjuntores” -Especificação funcional”, DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, EDP Distribuição.
- [9]-Dugan, Roger C., McDermott, Thomas E., (2001), “Operating conflicts for distributed generation on distribution systems”, Rural Electric Power Conference, IEEE.

- [10]-Castro, Rui M.G., (2004), “Condições Técnicas de Ligação da Produção Descentralizada Renovável”, Energias Renováveis e Produção Descentralizada, DEEC/Secção de Energia, Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa, Fevereiro 2004 (edição 4).
- [11]-IPSA Power. Website. www.ipsa-wiki.com - Última Visita - 20 de Junho de 2009, Junho 2009.
- [12]-Jenkins N.; Allan R.; Grossley P.; Kirschen D.; Strbac G., 2000, Embedded generation, IEE, London, UK, 273 p.
- [13]-Kumpulainen, L.K.; Kauhaniemi, K.T., "Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing," *Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES*, vol., no., pp. 603-608 vol.1, 10-13 Oct. 2004.
- [14]-Walling, R.A.; Saint, R.; Dugan, R.C.; Burke, J.; Kojovic, L.A., "Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol.23, no.3, pp.1636-1644, July 2008.
- [15]-Mozina, C.J., "Interconnect protection of dispersed generators," *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES*, vol.2, no., pp.709-723 vol.2, 2001.
- [16]-P.M. Anderson, “Power System Protection”, IEEE Press, Ed. Mc Graw Hill, New Jersey, 1999.
- [17]-de Britto, T.M.; Morais, D.R.; Marin, M.A.; Rolim, J.G.; Zurn, H.H.; Buendgens, R.F., "Distributed generation impacts on the coordination of protection systems in distribution networks," *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2004 IEEE/PES*, vol., no., pp. 623-628, 8-11 Nov. 2004.
- [18]-Chaitusaney, S.; Yokoyama, A., "Impact of protection coordination on sizes of several distributed generation sources," *Power Engineering Conference, 2005. IPEC 2005. The 7th International*, vol., no., pp.669-674 Vol. 2, Nov. 29 2005-Dec. 2 2005.
- [19]-*IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, IEEE Standard 1547-2003, July 2003.
- [20]-CIRED Working Group No 4 on Disperse Generation, “Report of CIRED Working Group No 4 on Dispersed Generation”, Preliminary Report for Discussion at CIRED, Jun. 1999.

Anexo A - Termos e Definições da Função de Religação

- **Defeito fugitivo**

Defeito que provoca a actuação das funções de protecção e cuja supressão não necessita de nenhuma intervenção no local em que ocorreu.

Nota: um defeito fugitivo é eliminado com uma religação rápida (ver secção 3.16 do presente documento).

- **Defeito semipermanente**

Defeito que provoca a actuação das funções de protecção, cuja supressão não necessita de nenhuma intervenção no local em que ocorreu, e que se reproduz no mesmo local com intervalos de tempo curtos e sob o efeito da mesma causa.

Nota: um defeito semipermanente é eliminado por uma sequência de religações lentas.

- **Defeito permanente**

Defeito que provoca a actuação das funções de protecção e cuja supressão necessita de intervenção no local em que ocorreu.

Nota: considera-se permanente um defeito que não é eliminado por uma sequência de religações lentas (ver secção 3.15 do presente documento) e que, portanto, origina o disparo definitivo (ver, abaixo, secção 3.10) do disjuntor de protecção da linha.

- **Disparo (do disjuntor de protecção)**

Manobra de abertura (do disjuntor de protecção), comandada directamente pela actuação duma função de protecção ou, indirectamente, através duma função de automatismo.

- **Disparo instantâneo**

Disparo com uma temporização muito pequena - até 100 ms.

- **Disparo temporizado**

Disparo com uma temporização superior à do disparo instantâneo (normalmente entre 0,1s e 1,5 s).

- **Disparo definitivo**

Disparo temporizado consecutivo a uma sequência de religações e que não é seguido de nenhuma outra religação (ver secção 3.14 do presente documento).

Nota: o disparo definitivo verifica-se, portanto, quando o defeito não é eliminado pela sequência de religações precedente.

- **Encravamento (de uma função de automatismo)**

Inibição do funcionamento (de uma função de automatismo) decorrente da verificação de determinadas condições ou da ocorrência de determinados acontecimentos.

- **Encravamento permanente**

Encravamento que se mantém enquanto persistir a condição que lhe deu origem.

- **Encravamento temporário**

Encravamento que se mantém apenas durante um certo período de tempo com início no momento de ocorrência do acontecimento que lhe deu origem.

Nota: expirado aquele período de tempo, o encravamento desaparece, pelo que a função fica de novo apta a operar.

- **Religação (automática)**

Manobra automática de fecho do disjuntor de protecção consecutiva a um disparo.

- **Religação lenta (abreviadamente, RL)**

Religação cujo tempo de isolamento é da ordem das dezenas de segundos e não superior a 120 s.

Nota: a religação lenta segue-se normalmente a um disparo temporizado).

- **Religação rápida (abreviadamente, RR)**

Religação cujo tempo de isolamento é reduzido (normalmente não superior a 0,4 s).

Nota: a religação rápida segue-se normalmente a um disparo instantâneo

- **Tempo de encravamento (Te)**

Período de tempo de duração de um encravamento temporário.

- **Tempo de isolamento da religação (Ti)**

Período de tempo entre o instante da verificação da abertura do disjuntor em caso de disparo e o instante da emissão da ordem de “religação”, durante o qual o disjuntor está aberto.

- **Sinalizações**

A função religação deve sinalizar para o exterior as seguintes ocorrências por cada painel de linha:

“ciclo de religação em curso”;

“religação rápida em curso”;

“religação por função PTR em curso” (não é válido para linhas AT);

“religação lenta em curso” (não é válido para linhas AT);

“falha de manobra do disjuntor”;

“disparo definitivo”;

“religação interrompida” (devido a encravamento por dispositivo exterior).

As sinalizações de “disparo definitivo” e de “religação interrompida” manter-se-ão até se confirmar o fecho do disjuntor - por comando manual, localmente ou “à distância” (via telecomando).

- **Tratamento de Ordens Manuais durante um Ciclo de Religações**

Se, durante um ciclo de “religação”, for dada uma ordem manual (localmente ou “à distância”) ao disjuntor do painel, o ciclo termina imediatamente, emitindo as correspondentes sinalizações e, ou dá origem a um disparo definitivo (se a ordem foi de “abrir”) ou é tratada como ordem manual de ligar (se a ordem foi de “fechar”).

- **Tratamento Geral de Manobras de Disjuntor**

Antes da emissão de qualquer ordem de abertura (fecho) para o disjuntor de painel, deverá ser confirmada a presença da informação “permissão de abertura automática” (“permissão de fecho automático”). Depois da emissão de qualquer ordem de abertura (fecho) para o disjuntor de painel, é lançada uma temporização de confirmação de manobra.

Em todas as situações em que a manobra do disjuntor não se concretize, as sinalizações de “ciclo de religação em curso” e “religação rápida/lenta em curso” são extintas, é emitida a sinalização de “falha de manobra do disjuntor” e a função retorna ao repouso, onde permanece até que a condição de falha de manobra desapareça e se verifiquem de novo condições de arranque.

Só após a confirmação de abertura do disjuntor de painel é que é lançado o tempo de isolamento de religação (rápida ou lenta, consoante o tipo de religação a realizar).

No final do tempo de isolamento de uma “religação lenta”, e antes da emissão da ordem de fechar o disjuntor, são verificadas as condições de permissão de manobra. Se essa condição de permissão não se verificar, as sinalizações de “ciclo de religação em curso” e “religação lenta em curso” são extintas, é emitida a sinalização de “religação interrompida” e a função retorna ao repouso, onde permanece até que se verifiquem de novo condições de arranque.

Em todos os casos em que se verifica um disparo definitivo, é emitida uma sinalização de “disparo definitivo”.

O presente anexo foi baseado em [8].

Anexo B - Parâmetros utilizados nas simulações

Os parâmetros utilizados na rede de teste encontram-se apresentados na Tabela B1 e na Tabela B2.

<i>Carga</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidade</i>
Potência da Carga	1,8+j0,3	MVA

<i>Rede a Montante</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidade</i>
Potência de Curto-Circuito Máxima	250	MVA
X''/R''	10	

<i>Transformador</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidade</i>
Potência Nominal	10	MVA
Relação de Transformação	60/15	kV
Reactância de Fugas	5	%
Ligação dos Enrolamentos	Triângulo-Estrela com Neutro	

<i>Linha 1</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidade</i>
Secção Nominal	50	mm ²

Resistência a 40°C	0,729	$\Omega \cdot \text{km}^{-1}$
Reactância Indutiva	0,377	$\Omega \cdot \text{km}^{-1}$
Capacidade	5000	$\mu\text{F} \cdot \text{km}^{-1}$
Comprimento	15	km

<i>Linha 2</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidade</i>
Secção Nominal	50	mm^2
Resistência a 40°C	0,729	$\Omega \cdot \text{km}^{-1}$
Reactância Indutiva	0,377	$\Omega \cdot \text{km}^{-1}$
Capacidade	5000	$\mu\text{F} \cdot \text{km}^{-1}$
Comprimento	30	km

Tabela B. 1 - Parâmetros e características da rede eléctrica em estudo.

<i>Aerogerador</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidade</i>
Potência Nominal	2.2	MVA
Tensão Nominal (Estator)	0.69	kV
Frequência Nominal	50	Hz
Resistência do Estator	0.00462	p.u.
Impedância de Fugas do Estator	0.102	p.u.
Impedância de Magnetização	4.328	p.u.
Constante de Inércia	1.5	MWs/MVA

Tabela B. 2 - Parâmetros do aerogerador

Anexo C - Modelização de Elementos da Rede para Análise de Curto-Circuitos

Um curto-circuito é designado por um percurso de baixa impedância, resultante de um defeito, através do qual se fecha uma corrente. Desta situação, resulta uma corrente muito elevada nos ramos face à corrente que os atravessa na normal exploração do sistema eléctrico de energia e é limitada pela impedância equivalente de Thévenin da rede para montante do defeito e pela impedância do defeito, no momento em que ocorre o curto-circuito. É considerada uma situação anormal num SEE, já que induz grandes elevações de temperatura e elevados esforços electrodinâmicos a que os equipamentos não estão dimensionados e implica grandes quedas de tensão entre os nós da rede e por consequência a perturbação dos aparelhos ligados à mesma.

Os curto-circuitos trifásicos afectam simultaneamente as três fases do sistema, sendo simétricos no caso de a impedância do defeito ser igual em todas as fases. Se esta impedância for nula, o curto-circuito designa-se franco. No entanto, o curto-circuito franco é praticamente impossível de se verificar, pois existe sempre uma pequena impedância inerente ao material que realiza o curto-circuito ou mesmo entre um condutor e a terra.

Os curto-circuitos assimétricos envolvem uma fase e a terra – curto-circuito fase-terra ou monofásico –, que é o mais habitual, ou entre duas fases – curto-circuito fase-fase –, ou ainda duas fases e a terra – curto-circuito fase-fase-terra.

Assim, é importante desligar, o mais rapidamente possível a secção da rede onde se encontra o defeito. Esta manobra exige a utilização de interruptores capazes de cortar as correntes de curto-circuito, o que é tanto mais difícil quanto mais elevada for a tensão.

Para proceder ao estudo dos dois tipos de curto-circuito, simétrico e assimétrico, representou-se a rede a montante, pela sua impedância equivalente de Thévenin, calculada a partir da potência de curto-circuito imposta pela rede a montante. Assim:

$$S_{cc}^{p.u.} = \frac{S_{cc}}{S_B} \quad , \text{ Impedância equivalente da rede a montante, em p.u.} \quad \text{Eq. (C1)}$$

Assim,

$$I_{cc} = S_{cc}, \text{ em p.u.} \quad \text{Eq. (C2)}$$

Sabendo que,

$$I_{cc} = \frac{1 \times \epsilon}{|Z_{cc}|} \Leftrightarrow |Z_{cc}| = \frac{1 \times \epsilon}{I_{cc}} \quad \text{Eq. (C3)}$$

, onde ϵ representa o factor de tensão, que no caso da rede com os níveis de tensão de 60/15 kV, será considerado o valor apresentado.

Sendo a relação de X_{cc}/R_{cc} não nula, então a impedância equivalente dada pela equação C4:

$$\begin{aligned} \varphi &= \tan^{-1}(X_{cc}/R_{cc}) \\ \underline{Z}_{cc} &= R_{cc} + jX_{cc} = |Z_{cc}| \cdot \cos \varphi + j|Z_{cc}| \cdot \sin \varphi \end{aligned} \quad \text{Eq. (C4)}$$

Relativamente aos transformadores, estes poderão ser representados apenas pelo ramo longitudinal, desprezando o ramo transversal correspondente à impedância de magnetização. A impedância equivalente de um dos transformadores será dada pela equação C5:

$$\underline{Z}_T = jX_f \times \left(\frac{V_n}{V_b}\right)^2 \times \frac{S_b}{S_n} \quad \text{Eq. (C5)}$$

O parque eólico foi modelizado considerando-o como apenas um gerador com a capacidade total instalada do parque. Para a impedância equivalente deste gerador será utilizada apenas a reactância subtransitória, X'' , desprezando as resistências dos enrolamentos. A impedância equivalente em sistema por unidade será dada pela equação C6:

$$x_{PE} = jX \times \left(\frac{U_n}{U_b}\right)^2 \times \left(\frac{S_b}{S_n}\right) \quad \text{Eq. (C6)}$$

Relativamente às linhas aéreas, para o cálculo da impedância equivalente será desprezada a admitância transversal por ter uma influência reduzida. Assim, a impedância será dada pelas equações C7 e C8 para as linhas 1 e 2, respectivamente:

$$\underline{Z}_{c1}^{+/-} = \frac{R_{L1} + jX_{L1}}{Z_b}, \text{ linha 1} \quad \text{Eq. (C7)}$$

$$\underline{Z}_{c2}^{+/-} = \frac{R_{L2} + jX_{L2}}{Z_b}, \text{ linha 2} \quad \text{Eq. (C8)}$$

Uma vez que o estudo centrou-se nos curto-circuitos e trifásico simétrico e assimétricos fase-fase, na análise dos defeitos assimétricos, as impedâncias directa e inversa são consideradas iguais e serão iguais às calculadas anteriormente.