

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Validação das Funções de Protecção de uma Saída
de Média Tensão com Produção Renovável Eólica
usando o CAPE Software**

António Eduardo Leal Rodrigues de Oliveira

Versão Final

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

Orientador: Prof. Dr. Hélder Filipe Duarte Leite

Janeiro de 2011

Resumo

O sector energético apresenta hoje um papel estruturante, integrador e fundamental na Sociedade e na Economia Portuguesa. Neste contexto, as fontes de energia renovável pelo seu carácter endógeno e disperso, assumem um lugar de destaque nas Políticas Nacionais e Internacionais. Unanimemente reconhecido como um sector com enorme potencial de desenvolvimento as Energias Renováveis em Portugal, e no Mundo, têm assumido um peso crescente na potência total instalada. A energia eólica é das fontes de energia renovável existentes, a que assume maior destaque, devido à tecnologia inerente à sua produção tenha evoluído rapidamente nos últimos anos, conduzindo a uma elevada Fiabilidade e Rendimento. Os Produtores em Regime Especial Eólicos apresentam reduzidos Impactos Ambientais e custos de instalação inferiores, comparativamente as outras fontes de produção renovável. O elevado crescimento da potência instalada dos Produtores em Regime Especial, apresentam desafios técnicos, ao nível do Sistema de Protecção da Rede de Distribuição de Média Tensão (MT), provocando possíveis reduções da Qualidade de Serviço. O Sistema de Protecção assume um papel fundamental na exploração da rede eléctrica, na medida que o seu correcto funcionamento, em situações de defeito, permite minimizar os danos provocados por esses efeitos. Neste contexto, torna-se indispensável a identificação dos desafios e adaptação do Sistema de Protecção às novas condições de operação e exploração, com o mínimo investimento.

Esta dissertação visa o estudo do impacto da integração do Produtor em Regime Especial Eólicos e identificação dos problemas nos Sistemas de Protecção da Rede de Distribuição de Média Tensão. A proposta de soluções para os problemas identificados, é também objectivo da dissertação.

Abstract

The energy sector presents today an integrating and structural role, fundamental on Portuguese society and economy. In this context, renewal energy sources, with disperse and endogenous matrix, assume a central role in national and foreign politics. Unanimously recognized as having an enormous development potential, renewal energy has a growing impact on the energy produced in Portugal and in the World.

Wind energy assumes greater importance with high Reliability and Efficiency, consequence of a greater technological evolution in the past few years, with low environmental impact and reduced installation cost. The elevated growth of production by renewable sources of energy presents technical challenges in Protection Systems on the Distributing Network, which can reduce the Quality of Service. The Protection System has a fundamental role in the energy network because when it works properly it prevents and minimizes network damages. In this context it becomes necessary to identify the challenges to the Protecting System and the changes the network needs to operate properly with minimum investment.

This thesis aims to the study of the impact that Production in Special Regime of wind power assumes, identifying problems in the protecting system of the distribution network, as well the possible solutions that can be used on each problem.

Agradecimentos

Dirijo a minha primeira palavra ao meu orientador, Prof. Dr. Helder Filipe Duarte Leite, pela sua paciência, ajuda, e palavras de confiança e incentivo ao longo deste longo percurso e por acreditar até ao fim que a realização desta dissertação era possível.

Uma palavra de agradecimento ao Prof. Dr. Manuel Vaz Guedes, pelo tempo disponibilizado, conselhos e conhecimentos transmitidos que contribuíram para esta Dissertação.

Agradeço à minha Mãe, Pai e Irmão, pelo apoio incondicional ao longo de toda a minha vida, e de me proporcionarem as condições necessárias para a conclusão do meu percurso académico. O meu Obrigado!

Aos amigos Rui Malheiro, Hugo Cunha e Carlos Afonso pelos momentos de lazer e distracção e apoio prestado contribuíram também para a conclusão desta dissertação.

Uma última palavra aos colegas e amigos de Faculdade, não deixando de referir, Francisco Moreira, Alda Sousa e Paulo Moura, pelo apoio, ajuda e conselhos no dia-a-dia que contribuíram de forma sustentada para esta dissertação

Dedico este trabalho aos meus Pais
António Oliveira

*“I like the dreams of the future better
than the history of the past”*

Thomas Jefferson

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	xi
Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xvii
Abreviaturas e Símbolos	xix
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1. Importância do Produtor em Regime Especial	1
1.2. Integração do Produtor em Regime Especial Eólico na Rede de Distribuição: Principais Vantagens e Desafios	4
1.3. Motivação e Objectivos da Dissertação	5
1.4. Estrutura da Dissertação.....	5
Capítulo 2	7
Sistema de Protecção da Rede de Distribuição de Média Tensão em Portugal	7
2.1. Necessidade do Sistema de Protecção	7
2.2. Defeitos nas Linhas de Média Tensão.....	8
2.3. Funções de Protecção: Rede de Média Tensão à Saída da Subestação	9
2.3.1. Máximo de Intensidade de Fase	11
2.3.2. Máximo de Intensidade Homopolar Direcional	12
2.3.3. Máximo de Intensidade Homopolar de Terras Resistentes	12
2.3.4. Condutor Partido	13
2.3.5. Presença de Tensão	13
2.3.6. <i>Cold Load Pickup / Inrush Restraint</i>	13
2.4. Funções de Protecção de Interligação do Produtor em Regime Especial na Rede Distribuição de Média Tensão.....	13
2.4.1. Protecção de Máximo de Tensão Homopolar	15
2.4.2. Protecção de Máximo e Mínimo de Tensão	15
2.4.3. Protecção de Máximo e Mínimo de Frequência	16
2.4.4. Protecção de Máximo de Corrente	16
2.5. Religação Automática	16
2.6. Regimes de Neutro	18

2.6.1.	Neutro isolado	18
2.6.2.	Neutro directamente ligado a terra.....	19
2.6.3.	Neutro indirectamente ligado à terra	20
2.6.4.	Ligação dos enrolamentos do Transformador de Potência na Subestação de Distribuição Alta para Média Tensão	21
2.6.5.	Regime de Neutro do Produtor em Regime Especial	22
2.7.	Regulamento da Rede de Distribuição: Condições de Ligação à Rede	23
2.8.	Resumo	25
Capítulo 3		27
Integração do Produtor em Regime Especial na Rede de Distribuição de Média Tensão.....		27
3.1.	Impacto do Tipo de Gerador do Produtor em Regime Especial na Corrente de Defeito.....	27
3.1.1.	Gerador de indução	27
3.1.2.	Gerador síncrono	28
3.2.	Integração do Produtor em Regime Especial na Rede de Distribuição: Os Problemas	29
3.2.1.	Problema da Perda de Sensibilidade da função de protecção Máximo de Intensidade de Fase	30
i)	Defeito Trifásico Simétrico	30
ii)	Análise para defeitos assimétricos	36
3.2.2.	Falsa actuação da função de protecção Máximo de intensidade de Fase	38
3.3.	Resumo	40
Capítulo 4		43
Integração do Produtor em Regime Especial na Rede de Distribuição de Média Tensão:		
Identificação dos Desafios em CAPE Software		43
4.1.	Rede Modelizada para a Verificação dos Desafios no Sistema de Protecção	43
4.2.	Avaliação dos Resultados Obtidos em CAPE Software	44
4.3.	Problemas nas Funções de Protecção das linhas Média Tensão com a Integração do Produtor em Regime Especial: Validação das Protecções de Saída da Subestação	46
4.4.	Problema da Perda de Sensibilidade	50
4.4.1.	Sistema de Protecção do Painel de Saída de Linha Média Tensão da Subestação	50
i).	Gerador Síncrono 2,2MVA	51
ii).	Gerador Síncrono 6MVA	54
4.4.2.	Impacto da Capacidade do Produtor em Regime Especial e da Distância do Defeito	56
4.4.3.	Impacto do Tipo de Defeito	58
4.4.4.	Impacto da Localização da Interligação do Produtor em Regime Especial....	59
4.5.	Falsa Actuação da Função de Protecção de Máximo de Intensidade de Fase	60
4.5.1.	Sistema de Protecção da Subestação AT/MT	61
4.5.2.	Impacto do tipo de defeito	63
4.6.	Resumo	64
Capítulo 5		65
Integração do Produtor em Regime Especial na Rede de Distribuição de Média Tensão:		
Possíveis Soluções		65
5.1.	Problema da Perda de Sensibilidade: Possível Solução	65
5.1.1	Possível Solução do Problema da Perda de Sensibilidade	67
5.2.	Problema da Falsa Actuação do Sistema de Protecção: Possíveis soluções	68
5.2.1	Possíveis Soluções do Problema da Falsa Actuação	69
i)	Aumento do valor da regulação na parametrização do relé 1	69
ii)	Redução da temporização na parametrização do relé 2	71
iii)	Protecção de Máximo de Intensidade Fase Direcional, no relé 1	72
5.3.	Desafios do Sistema de Protecção: Soluções Globais.....	73
5.4.	Resumo	73

Capítulo 6	75
Conclusões e Trabalhos Futuros	75
6.1. Principais Contribuições da Dissertação	75
6.2. Principais Conclusões da Dissertação.....	75
6.3. Limitação do Trabalho Desenvolvido e Possíveis Trabalhos Futuros	76
Referências	79
Anexo A.....	83
Classificação das Protecções pelo Código Numérico ANSI	83
Anexo B.....	85
Modelização da Rede para Simulações	85
B.1. Rede Equivalente	85
B.2. Transformador e Linhas Média Tensão	86
B.3. Gerador do Produtor em Regime Especial	89
Anexo C.....	91
Parametrização das Funções de Protecção.....	91
C.1. Painel de Saída Linha 1	91
C.2. Painel de Saída linha 2.....	92
Anexo D.....	95
CAPE Software	95

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Evolução da capacidade de produção dos PRE Eólicos, ligados à rede eléctrica, na Europa e no Mundo [3].....	2
Figura 1.2 - Evolução temporal do PRE eólica total ligada à rede, em Portugal [1].....	3
Figura 2.1 - Esquema unifilar de Rede Distribuição MT com interligação do PRE e respectivas Protecções	8
Figura 2.2 - Esquema da rede MT com regime de neutro isolado	19
Figura 2.3 - Esquema de Rede MT com regime de neutro ligado directamente a terra.....	20
Figura 2.4 - Esquema de Rede MT com regime de neutro ligado indirectamente à terra	21
Figura 2.5 - Curva tensão-tempo exigida aos PRE Eólicos de suportarem cavas de tensão [21]	24
Figura 2.6 - Curva de fornecimento de reactiva dos PRE Eólicos durante cavas de tensão[21]	24
Figura 3.1 - Corrente fornecida pelo gerador de indução na situação de um defeito trifásico aos 0,5 segundos [22].....	28
Figura 3.2 - Corrente fornecida pelo gerador de síncrono na ocorrência de um defeito trifásico aos 0,5 segundos [22].....	28
Figura 3.3 - Rede para simulação dos problemas da Interligação do PRE na Rede de Distribuição.....	29
Figura 3.4 - Rede de simulação para a situação do PRE não interligada na Rede de Distribuição.....	30
Figura 3.5 - Esquema unifilar da rede de distribuição sem PRE [27]	30
Figura 3.6 - Rede para simulação do problema da Perda de Sensibilidade.....	31
Figura 3.7 - Esquema unifilar da Rede de Distribuição com PRE, para o problema da Perda de Sensibilidade [27]	32
Figura 3.8 - Rácio da corrente da vista pelo relé 1 em função da distância do defeito à subestação e da capacidade do PRE	33
Figura 3.9 - Rácio da corrente da corrente de defeito em função da distância do defeito na linha 1 e da capacidade da geração, com a interligação do PRE próxima da subestação.....	35
Figura 3.10 - Esquema de ligação: defeito monofásico em componentes simétricas.....	37
Figura 3.11 - Esquema unifilar da rede de distribuição com PRE e defeito linha adjacente [27]	39

Figura 3.12 - Contribuição do PRE para a corrente de defeito, em função da distância de defeito na linha 2 e da capacidade do PRE	40
Figura 4.1 - Esquema unifilar da rede para as simulações	44
Figura 4.2 - Rede de Média Tensão sem interligação do Produtor em Regime Especial Eólico utilizada na simulação.	45
Figura 4.3 - Esquema unifilar da rede de distribuição sem PRE [27]	45
Figura 4.4 - Rede de distribuição para simulação, em CAPE Software, sem introdução do PRE.....	47
Figura 4.5 - Curva característica da função de protecção MIF e respectivos pontos de actuação para os defeitos simulados em CAPE Software.....	48
Figura 4.6 - Rede para simulação do Problema da Perda de Sensibilidade.....	50
Figura 4.7 - Parametrização do Relé 1 e defeitos na linha de distribuição com PRE de 2.2MVA	52
Figura 4.8 - Parametrização do Relé 1 e defeitos na linha de distribuição com PRE de 6 MVA	55
Figura 4.9 - Impacto na corrente vista pelo relé 1 em função da distância de defeito	57
Figura 4.10 - Impacto da contribuição do PRE na corrente de defeito em função da distância de defeito	58
Figura 4.11 - Corrente vista pelo relé 1 na situação de defeito trifásico com PRE de 6 MVA e sem PRE.....	58
Figura 4.12 - Corrente vista pelo relé 1 na situação de defeito fase-fase com PRE de 6 MVA e sem PRE.....	59
Figura 4.13 - Impacto da localização do ponto de interligação do PRE à rede de distribuição.....	60
Figura 4.14 - Rede de Distribuição para simulação para o problema da Falsa Actuação da MIF	60
Figura 4.15 - Parametrização do Relé 1 e 2, defeitos na linha 2 com PRE de capacidade 6 MVA	62
Figura 4.16 - Impacto da distância onde se dá o defeito na linha 2, na corrente vista pelo relé 1 e relé 2.....	63
Figura 4.17 - Impacto do tipo de defeito, para a corrente vista pelo relé 1 e relé 2	64
Figura 5.1 - Nova Parametrização da MIF do relé de protecção 1 e defeitos trifásicos simétricos e fase-fase sem contacto à terra	67
Figura 5.2 - Solução para o problema da Falsa Actuação da função de MIF, aumento da regulação do relé 1	70
Figura 5.3 - Solução para o problema da Falsa Actuação da função de MIF, redução da temporização do relé 2	71
Figura B.1 - Modelo de Thévenin para a Rede Equivalente AT	85
Figura B.2 - Modelo em π para linhas e transformadores	87
Figura C.1 - Parametrização relé 1	92
Figura C.2 - Parametrização do relé 2	93

Lista de Tabelas

Tabela 1.1 - Potência Total Ligado PRE Eólica e do SEN [1]	3
Tabela 1.2 - Produção total anual PRE Eólica e Consumo total do SEN [1].....	3
Tabela 2.1 - Características das funções de protecção do painel de saída de linha MT da Subestação [9]	10
Tabela 2.2 - Regulação e temporização da função de protecção MIF	11
Tabela 2.3 - Protecção de Interligação, regulação e temporização para o cenário A.....	14
Tabela 2.4 - Protecção de Interligação, regulação e temporização, para o cenário B.....	14
Tabela 2.5 - Parâmetros característicos da Religação Rápida	17
Tabela 2.6 - Parâmetros característicos da Religação Lenta	17
Tabela 2.7 - Modos de funcionamento Religação Automática	17
Tabela 2.8 - Ligação dos enrolamentos do transformador de potência na Subestação AT/MT	21
Tabela 2.9 - Condições técnicas de ligação à rede de um Produtor Independente	23
Tabela 4.1 - Corrente de vista pelo relé 1 e tempo de operação e nível de Protecção obtidos pela simulação em CAPE Software	48
Tabela 4.2 - Corrente de vista pelo relé 1 e tempo de operação e nível de Protecção obtidos pela simulação em CAPE Software para defeitos fase-fase sem contacto à terra, na situação de o PRE não interligada à Rede de Distribuição	49
Tabela 4.3 - Corrente de vista pelo relé 1 e tempo de operação e nível de Protecção obtidos pela simulação em CAPE Software, para defeito Trifásico e capacidade do PRE de 2,2MVA	51
Tabela 4.4 - Resultado da Simulação do problema de Perda de Sensibilidade, para defeitos fase-fase, Capacidade do PRE de 2,2MVA.....	53
Tabela 4.5 - Resultado da Simulação, em CAPE Software, do problema Perda de Sensibilidade para defeitos Trifásicos Simétricos, Capacidade do PRE de 6MVA	54
Tabela 4.6 - Resultado da Simulação do Problema de Perda de Sensibilidade, para defeitos fase-fase, Capacidade do PRE de 6MVA	56
Tabela 4.7 - Resultado da Simulação, em CAPE Software, do problema de Falsa Actuação, para defeitos trifásicos simétricos e capacidade do PRE de 6MVA	61
Tabela 4.8 - Resultado da Simulação do problema da Falsa Actuação, para defeitos Fase-fase e capacidade do PRE de 6MVA	62
Tabela 5.1 - Defeitos trifásicos simétricos, na linha 1, que provocam a Perda de Sensibilidade da MIF	66

Tabela 5.2 - Defeitos fase-fase, que provocam o Problema da Perda de Sensibilidade	66
Tabela 5.3 - Defeitos trifásicos simétricos que provocam a actuação simultânea da MIF do relé 1 e do relé 2, problema da Falsa Actuação	68
Tabela 5.4 - Defeitos fase-fase que provocam a actuação simultânea da MIF do relé 1 e do relé 2	69
Tabela 5.5 - Corrente e respectivo fasor da contribuição do PRE para defeitos trifásicos simétricos francos na linha 2.....	72
Tabela A.1 - Codificação ANSI/IEEE para funções de protecção	84
Tabela B.1 - Parâmetros da Rede Equivalente AT	85
Tabela B.2 - Parâmetros característicos linhas MT	87
Tabela B.3 - Características do transformador da Subestação AT/MT	88
Tabela B.4 - Características do transformador de interligação do PRE à rede MT	88
Tabela B.5 - Características dos geradores síncronos do PRE.....	89

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

3F	Defeito trifásico simétrico franco
2F	Defeito fase-fase sem contacto à terra
2FT	Defeito fase-fase com contacto à terra
AT	Alta Tensão
A	Ampère
GW	Giga Watt
km	Quilómetro
kV	Quilo Volt
MIF	Máxima Intensidade de Fase
MT	Média Tensão
MVA	Mega Volt Ampère
p.u.	Por Unidade
PRE	Produtor em Regime Especial
s	Segundos
TI	Transformador de corrente
TT	Transformador de Tensão
TWh	Tera Watt hora

Lista de símbolos

I	Corrente
V	Tensão
R	Resistência
X	Reactância
Ysh	Admitância Shunt
Z	Impedância

Capítulo 1

Introdução

Este capítulo apresenta o contexto e o tema desta dissertação, bem com a motivação e objectivos para a sua realização. São apresentadas as vantagens e os desafios, da integração do Produtor em Regime Especial (PRE) na Rede de Distribuição de Média Tensão. Será dado especial ênfase aos PRE Eólicos, uma vez que das fontes do Produtor de energia renovável é a que apresenta maior potência instalada. No último ponto é apresentada a estrutura da dissertação.

1.1. Importância do Produtor em Regime Especial

O sector energético apresenta hoje um papel estruturante, integrador e fundamental na Sociedade e na Economia Portuguesa. Neste contexto, as fontes de energia renovável, pelo seu carácter endógeno e disperso, assumem um lugar de destaque nas Políticas Nacionais e Internacionais. Unanimemente reconhecido como um sector com enorme potencial de desenvolvimento as energias renováveis em Portugal, e no Mundo, têm assumido um peso crescente na potência total instalada.

A União Europeia exigiu a aprovação, por parte de cada Estado-Membro, de um *Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis*, que define a quota de energia proveniente de fonte renovável, para o ano de 2020, tendo como referência o ano de 2005. Portugal não dispõe de recursos ou reservas fósseis conhecidos pelo que a aposta em fontes renováveis de energia assume um papel essencial no reforço dos níveis de Segurança, promovendo a diversificação da produção energética e contribuindo para o aumento da Sustentabilidade associada à Produção, Transporte Distribuição e Consumo de energia. Actualmente, cerca de 40% da energia eléctrica produzida em Portugal provém de fontes de energia renovável e cerca de 20% do Consumo final de energia é satisfeito com o recurso à produção de energia por meio de fontes de energia renovável [1]. As condições de acesso à rede eléctrica privilegiam o Produtor em Regime Especial (PRE), tanto ao nível do Planeamento e

2 Introdução

desenvolvimento das redes, como ao nível da prioridade no Despacho para este tipo de produtores. A Política Energética Nacional tem como principais objectivos garantir o cumprimento dos compromissos Nacionais no contexto das Políticas Europeias de energia e no combate às alterações climáticas, pretendendo-se para o ano 2020, que cerca de 31% do consumo final anual de energia e cerca de 60% da energia eléctrica produzida provenha de fontes de energia renovável [2]. Pretende-se assim um aumento de cerca de 11% no Consumo final de energia e um aumento de cerca de 20% da potência instalada relativamente ao ano de 2009.

Das fontes de energia renovável existentes, os PRE Eólicos são os que assumem maior destaque, devido à tecnologia inerente à sua produção tenha evoluído rapidamente nos últimos anos, conduzindo a uma elevada Fiabilidade e Rendimento. Os PRE Eólicos apresentam reduzidos Impactos Ambientais e custos de instalação inferiores, comparativamente as outras tecnologias de produção de energia proveniente de fontes renováveis, constituindo-se como a que apresenta um maior crescimento no país. Os factos apresentados, tem motivado a evolução da potência instalada tanto a nível Europeu, impulsionada pela Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu, como no resto do Mundo, Figura 1.1.

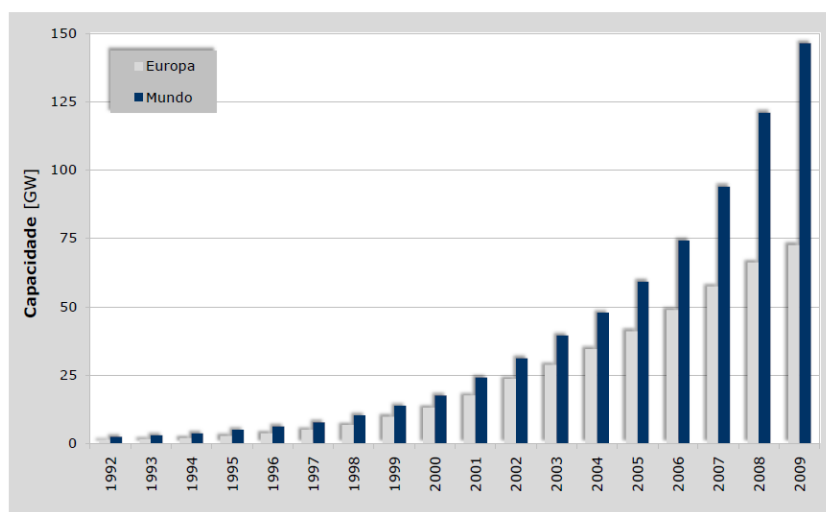


Figura 1.1 - Evolução da capacidade de produção dos PRE Eólicos, ligados à rede eléctrica, na Europa e no Mundo [3]

Em Portugal no final de 2009, estavam ligados à Rede Pública cerca de 3400 MW, provenientes do PRE Eólica, correspondente a uma potência instalada de cerca de 3800 MVA, encontrando-se até à data em fase de construção várias instalações de PRE Eólicos [1, 3]. No final de 2009, estavam ligados à rede mais de 1800 aerogeradores distribuídos por cerca de 200 PRE Eólicos, representando cerca de 20% da potência total ligada no Sistema Eléctrico Nacional (SEN), Tabela 1.1.

Tabela 1.1 - Potência Total Ligado PRE Eólica e do SEN [1]

	Potência Eólica / Potência SEN (GW)		
	2009	2008	2007
SEN	16,738	14,924	14,139
Eólica	3,357	2,662	2,050
	20%	18%	14%

O crescimento dos PRE Eólicos ao nível Nacional tem revelado uma evolução sustentável ao longo dos anos, tendo a potência total ligada à rede vindo a crescer desde 2004, Figura 1.2.

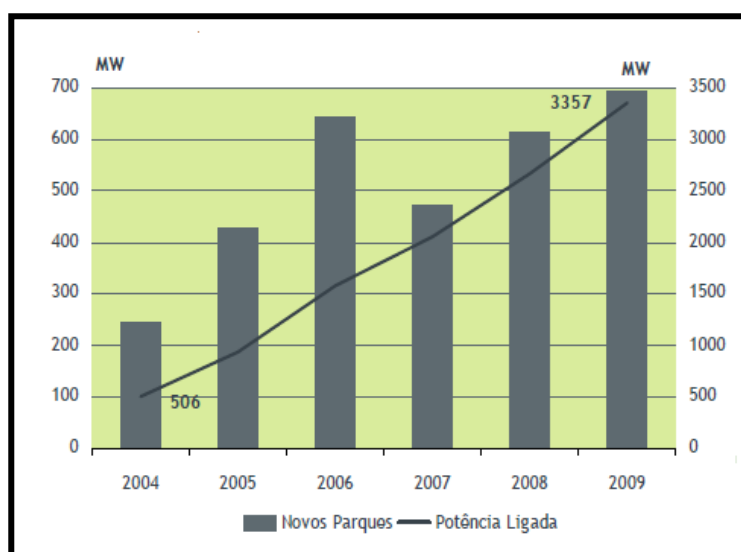


Figura 1.2 - Evolução temporal do PRE eólica total ligada à rede, em Portugal [1]

Apesar da potência instalada dos PRE Eólicos ser aproximadamente 20% da potência total ligada ao SEN, a produção é substancialmente menor e variando ao longo do ano. Regista-se uma forte variação entre a energia produzida e a potência instalada, sendo que o máximo de produção global, até hoje registado, cerca a 80% da potência instalada e com o valor máximo da produção diária a atingir 64 TWh, abastecendo 42% do Consumo Nacional. Na Tabela 1.2 apresenta-se a evolução do consumo total anual e da potência dos PRE Eólicos ligados ao SEN, responsáveis pelo abastecimento de 15% do consumo total anual.

Tabela 1.2 - Produção total anual de PRE Eólicos e Consumo total do SEN [1]

	Produção Eólica / Consumo Total (TWh)		
	2009	2008	2007
Consumo SEN	49,865	50,595	50,059
PRE Eólica	7,492	5,695	4,012
	15%	11%	8%

Os PRE procuram com elevado interesse a interligação à Rede de Distribuição MT, uma vez que, o custo dos equipamentos de interligação à rede, tais como transformadores, linhas e Sistema de Protecção, apresentarem custos bastante mais reduzidos comparativamente a níveis de tensão mais elevados. No entanto, o Operador da Rede de Distribuição impede a sua interligação, devido aos problemas que os PRE provocam na rede. Na secção 1.2 procede-se à apresentação das vantagens e desafios da interligação de PRE na Rede de Distribuição.

1.2. Integração do Produtor em Regime Especial Eólico na Rede de Distribuição: Principais Vantagens e Desafios

A integração do Produtor em Regime Especial (PRE) Eólica na Rede de Distribuição de Média Tensão (MT) apresenta vantagens económicas, reduzindo as expansões e aumento da capacidade da Rede de Distribuição, uma vez que a produção de energia, encontra-se distribuída pela rede, o que contribui para a redução de sobrecargas nas linhas, transformadores, e poderá ainda trazer vantagens ao nível da exploração [4],

- Injecção de energia nas horas de maior consumo, ajudando a compensar o balanço de Energia Activa, melhoria da Frequência na rede;
- Injecção de energia reactiva, contribuindo para a Regulação dos níveis de Tensão;
- Possível melhoria nos índices de Qualidade de Serviço.

Apesar das vantagens inegáveis, da integração do PRE Eólica na Rede de Distribuição, poderá provocar problemas ao nível da Segurança, Protecção do Equipamentos, Detecção de Defeitos, Recuperação de Serviço das PRE, Qualidade de Serviço e Custos. Os principais desafios técnicos da interligação do PRE na Rede de Distribuição [5]:

- Possível aumento da magnitude da tensão;
- Limites térmicos dos equipamentos eléctricos;
- Possível redução da Qualidade de Serviço;
- Aumento da corrente de curto-circuito;
- Revisão do Sistema de Protecção.

A solução da maioria destes desafios técnicos, passa pelo correcto funcionamento do Sistema de Protecção, protecções existentes na rede e da protecção de interligação exigida às PRE. Os PRE podem contribuir para a melhoria da Segurança e da Qualidade de Serviço, tais como Controlo de Tensão e Energia Activa produzida, Capacidade de Despacho em caso de ser necessário limitar temporariamente os níveis do PRE em situação de emergência e o *Ride Through Fault*, Capacidade de Sobreviver a Cavas de Tensão.

1.3. Motivação e Objectivos da Dissertação

O crescente aumento de potência instalada do Produtor em Regime Especial (PRE), na Rede de Distribuição, é resultado de incentivos Financeiros e Fiscais, por parte do Governo Português, no investimento deste tipo do Produtor de energia, e à necessidade de cumprir as metas a que Portugal se propôs para o ano de 2020. A aposta na produção de energia de fontes renováveis, visa a redução da dependência de combustíveis fósseis da produção de energia eléctrica convencional, dos quais Portugal não é detentor de reservas, e motivado também pelo elevado valor que esses recursos têm atingido nos últimos anos. A exigência de maior Fiabilidade e Sustentabilidade do sistema de energia, bem como a redução dos Impactos Ambientais provocados pela produção de energia convencional, são também factores que contribuíram e contribuem para o aumento do Produtor de energia proveniente de fontes renováveis. O elevado crescimento da potência instalada do PRE, apresenta desafios técnicos, ao nível do Sistema de Protecção, da Rede de Distribuição de Média Tensão (MT), provocando possíveis reduções da Qualidade de Serviço. O Sistema de Protecção assume um papel fundamental na exploração da rede eléctrica, na medida que o seu correcto funcionamento em situações de defeito permite minimizar os danos provocados por esses efeitos. Neste contexto, torna-se indispensável a identificação dos desafios e adaptação do Sistema de Protecção às novas condições de operação e exploração, com o mínimo investimento.

Esta dissertação tem como principal objectivo o estudo do impacto da integração do PRE Eólica na Rede de Distribuição de MT ao nível do Sistema de Protecção e subsequente proposta de soluções para os problemas identificados.

1.4. Estrutura da Dissertação

Para além da introdução, apresentada neste capítulo, este documento é composto por mais 5 capítulos. O conteúdo do documento é composto pela descrição do actual Sistema de Protecção na Rede de Distribuição, identificação do impacto nos Sistemas de Protecção da Subestação de Alta para Média Tensão (MT), provocados pela integração do Produtor em Regime Especial (PRE) na Rede de Distribuição MT, além da proposta e validação de soluções para problemas identificados.

No capítulo 2, apresentam-se o Sistema de Protecção da Rede de Distribuição de MT em Portugal, em particular as funções de protecção do painel de saída de linha MT da Subestação e da protecção de interligação do PRE, sendo também apresentada a função de automatismo Religação Automática. Os Regimes de Neutro e seus impactos para defeitos à terra, serão também caracterizados. No fim deste capítulo serão descritas as condições de ligação à rede do PRE Eólico.

No capítulo 3, serão identificados os problemas no sistema de protecção do painel de saída de linha MT, com interligação de PRE Eólico na rede. O estudo dos problemas será realizado para defeitos simétricos e defeitos assimétricos. A análise dos problemas no Sistema de Protecção será, neste capítulo, teórica e por base matemática.

No capítulo 4, procede-se à simulação em CAPE Software, dos problemas identificados no capítulo 3. Avaliando-se os factores que contribuem para a gravidade desses impactos na integração do PRE na Rede de Distribuição, quanto ao tipo de defeito e localização, capacidade da geração do PRE e localização da interligação do PRE na Rede de Distribuição.

No capítulo 5, procede-se à proposta de soluções e sua validação em CAPE Software, para os problemas identificados no capítulo 3 e no capítulo 4.

O capítulo 6, último deste documento, apresenta as principais conclusões e contribuições desta dissertação, propondo-se também possíveis trabalhos futuros.

Capítulo 2

Sistema de Protecção da Rede de Distribuição de Média Tensão em Portugal

Neste capítulo serão apresentadas as funções de protecção do painel de saída de linha Média Tensão (MT), da Subestação Alta Tensão (AT) para MT, e as funções de protecção exigidas na interligação de Produtores em Regime Especial (PRE) à Rede de Distribuição MT, pelo Operador da Rede de Distribuição. A função de automatismo, Religação Automática, será também explicitada. Serão também apresentados os Regimes de Neutro, e as funções de protecção a utilizar em cada regime, descrevendo-se os Regimes de Neutro definidos pelo Operador da Rede de Distribuição para os transformadores de potência da Subestações AT/MT e da interligação do PRE na Rede de Distribuição. Por fim será efectuada uma descrição das condições de interligação do PRE na Rede de Distribuição e do novo Serviço de Sistema exigido aos PRE Eólicos, Capacidade de Sobreviver a Cavas de Tensão, definido pelo actual Regulamento da Rede de Distribuição.

2.1. Necessidade do Sistema de Protecção

O Sistema Eléctrico de Energia (SEE) apresenta-se organizado em cinco actividades distintas, Produção, Transporte, Distribuição, Comercialização e Consumo [6]. O objectivo do SEE é transportar e distribuir energia dos centros produtores para os consumidores, sendo a rede eléctrica responsável por essa interligação. A rede eléctrica terá de assegurar elevados índices de Continuidade de Serviço, Segurança e Qualidade de Energia Fornecida, mantendo constância de frequência e tensão, com o mínimo de interrupções possíveis.

A interrupção do fornecimento de energia eléctrica, provocada pela rede eléctrica, deve-se a avarias em elementos da rede, trabalhos de manutenção ou reparação e a situações de defeito. O Sistema de Protecção tem como função a detecção de defeitos, com base em

medidas recolhidas da rede por transformações de medida, Transformadores de Corrente (TI) e de Tensão (TT), recebidas pelos dispositivos de protecção, relés, que em caso de violação dos limites parametrizados dão ordem de abertura aos dispositivos mecânicos de corte, disjuntores, retirando de serviço o equipamento defeituoso. A acção do Sistema de Protecção, é realizado num tempo muito reduzido, evitando a propagação dos defeitos pela rede, os quais poderiam danificar equipamentos da rede e dos consumidores. O Sistema de Protecção não prevê o acontecimento de defeitos, apenas possibilita a sua detecção e rápida eliminação. Na Figura 2.1 apresenta-se a rede modelizada para o estudo dos desafios técnicos no Sistema de Protecção com integração do Produtor em Regime Especial.

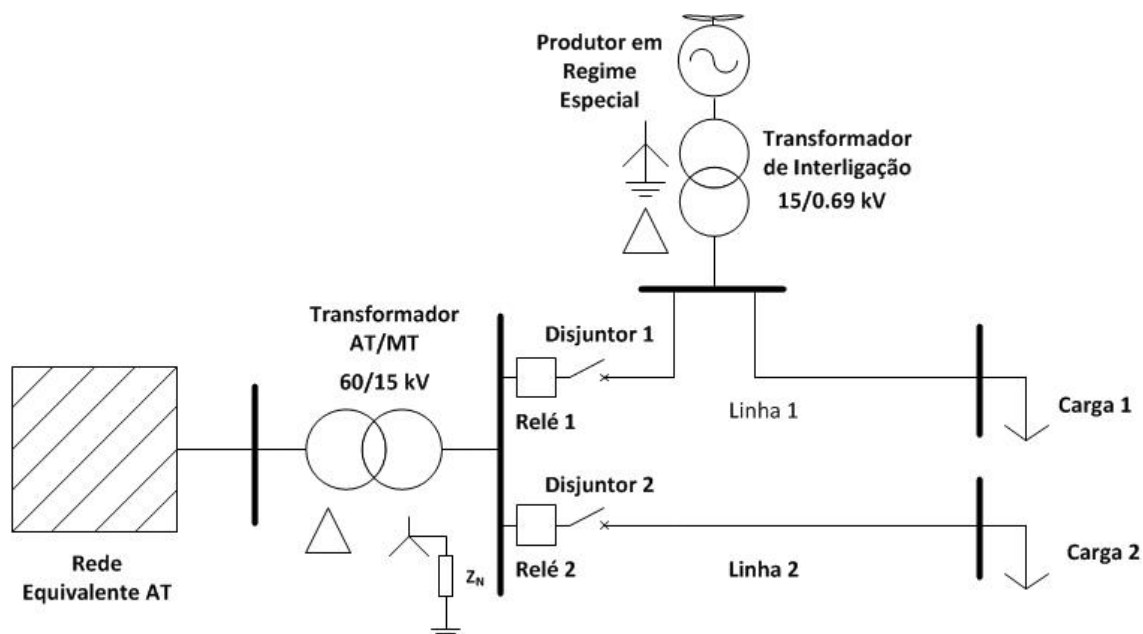


Figura 2.1 - Esquema unifilar de Rede Distribuição MT com interligação do PRE e respectivas Protecções

Os relés 1 e 2 e respectivos disjuntores constituem o Sistema de Protecção do painel de saída de linha MT da Subestação. O Sistema de Protecção é composto ainda pelos transformadores de medida, TI e TT, associados a cada par relé-disjuntor. Na secção seguinte será feita a descrição dos defeitos que ocorrem em linhas de distribuição MT.

2.2. Defeitos nas Linhas de Média Tensão

A mudança repentina do comportamento do Sistema Eléctrico de Energia (SEE) caracteriza-se como uma situação de defeito. Em linhas de distribuição de Média Tensão (MT) os defeitos poderão ser de origem interna ou externa. Os defeitos de origem externa verificam-se nas linhas de MT, quando o elemento que o provoca é externo à própria rede, tais como Descargas Atmosféricas, e contactos de elementos externos ao próprio sistema. Os defeitos de origem interna têm origem no próprio sistema e resultam de acções de manobra

da rede, tais como abertura de circuitos em carga e ao fecho de linhas em vazio. Os defeitos manifestam-se sobre a forma de sobreintensidade ou de sobretensões.

As sobreintensidades, ou curto-circuitos, caracterizam-se pelo estabelecimento de contacto eléctrico entre pontos a potenciais diferentes (entre condutores ou entre condutores e a terra), por um circuito de baixa impedância, que provoca intensidades de corrente de valores abruptos, relativamente à situação de exploração normal. O valor da corrente de curto-circuito depende de factores como estrutura e estado da rede, resistência de defeito, regime de neutro adoptado e tipo de defeito. O conhecimento do valor da corrente de curto-circuito é indispensável para a exploração da rede eléctrica, na medida em que o valor da dessa corrente e da duração do defeito que depende a gravidade dos seus efeitos, sendo assim possível definir o Sistema de Protecção.

2.3. Funções de Protecção: Rede de Média Tensão à Saída da Subestação

O Sistema de Protecção Comando e Controlo Numérico (SPCC), da Subestação Alta Tensão (AT) para Média Tensão (MT), dispõe de um conjunto de dispositivos capazes de realizar as diversas funções de protecção, indispensáveis ao correcto funcionamento da Rede de Distribuição. O Sistema de Protecção é responsável pela detecção e rápida eliminação de defeitos, com o objectivo de garantir uma elevada Continuidade e Qualidade de Serviço. Estas funções de protecção deverão cumprir os seguintes requisitos [7]:

- Selectividade, minimizando a área afectada pelo defeito;
- Redundância, efectuar funções de *backup* a dispositivos com actuação deficiente;
- Coexistência, com os restantes funcionalismos do SPCC.

As funções de protecção do painel de saída de linha MT, são realizadas pelos *Intelligent Electronic Device* (IED) [8]. Nos Painéis de Saída MT deverão ser considerados pelo menos dois grupos de parâmetros, cada um dos quais deverá incluir as seguintes funções de protecção [9]:

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

Para cada uma das funções de protecção enunciadas anteriormente deverão ser consideradas as seguintes características técnicas de funcionamento, definidas pelo Operador da Rede de Distribuição. No Anexo A são apresentados os códigos numéricos ANSI, para as funções de protecção mais comuns.

Tabela 2.1 - Características das funções de protecção do painel de saída de linha MT da Subestação [9]

Função	Características	Gamas
Geral	Frequência nominal (F_n)	50 Hz
	Tensão nominal (U_n)	$100/\sqrt{3}$
	Corrente nominal (I_n)	1A
	Tensão de alimentação auxiliar (U_{cc})	$110 \times V_{cc}$
	Tensão máxima	
	– Permanência	$1,5 \times U_n$
	– Durante 1s	$2,5 \times U_n$
	Corrente máxima	
	– Permanência	$2 \times I_n$
	– Durante 1 s	$100 \times I_n$
Máximo de Intensidade de Fase	Corrente de arranque	50% a 1000% I_n , passos de 5%
	Informação de arranque	≤ 50 ms
	Tempo independente	0,04 a 5 s, passos de 0,01
Máximo de Intensidade Homopolar Direccional	Corrente homopolar de arranque	1% a 300% de I_n , passos de 5%
	Tensão de polarização mínima	1% U_n
	Informação de arranque	≤ 50 ms
	Tempo independente	0,04 a 5 s, passos de 0,01
Máximo de Intensidade Homopolar de Terras Resistentes	Ligação a toro	0,5 a 50 A (corrente primária)
	Informação de arranque	≤ 50 ms
	Curva de tempo muito inverso	Curva PTR
Detecção de Presença de Tensão	Patamar de funcionamento	10 a 80% U_n , passos de 1s
	Tempo de operação	entre 65 e 95 ms

Salienta-se da Tabela 2.1, que o tempo de detecção do defeito, tempo de informação de arranque da protecção, terá que ser inferior a 0,05 segundos (MIF, MIHD e PTR). Relativamente ao tempo de operação das funções de protecção de Máximo de Intensidade, deverão possuir um tempo de detecção, transmissão de sinal para o disjuntor e actuação do mesmo com um mínimo de 0,04 segundos até um máximo de 5 segundos, em passos de 0,01 segundos. Além das funções de protecção referidas, o painel de saída de linha MT da Subestação deverá ser dotado das seguintes funções complementares [9]:

- Monitorização do disjuntor;
- Registo de acontecimentos;
- Osciloperturbografia;
- Comutação de parâmetros.

Em seguida procede-se à descrição de cada uma das funções de protecção do painel de saída de linha MT da subestação.

2.3.1. Máximo de Intensidade de Fase

A função de protecção Máximo de Intensidade de Fase (MIF, ANSI #50) visa a eliminação de defeitos entre fases, defeitos trifásicos e defeitos fase-fase com e sem contacto à terra. A MIF deverá ser uma protecção trifásica com regulação para três escalões de actuação de funcionamento e temporização independente por escalão de actuação, para um tempo de operação decrescente quanto maior o escalão de actuação. Na Tabela 2.2 é explicitado a parametrização típica da MIF, para os três escalões de actuação, corrente e tempo de operação, utilizados na rede Média Tensão (MT).

Tabela 2.2 - Regulação e temporização da função de protecção MIF

Nível de actuação	Corrente (A)	Tempo de operação (s)
$I_{>}$	$1,3 \times I_n$	1
$I_{>>}$	$2 \times I_n$	0,5
$I_{>>>}$	[1500; 4000]	0,1

Em que $I_{>}$ é o primeiro nível de detecção, $I_{>>}$ é o segundo nível e $I_{>>>}$ é o terceiro nível, I_n representa o valor nominal da corrente da linha MT. O tempo de operação define-se como o tempo desde que o defeito é detectado até à abertura do disjuntor. As parametrizações definidas na Tabela 2.2, são as que geralmente são utilizadas na Rede de Distribuição MT. A função de protecção MIF deverá poder desencadear a função de automatismo: religação rápida ou lenta de disjuntores [10], a qual será descrita na secção 2.4 deste capítulo.

2.3.2. Máximo de Intensidade Homopolar Direccional

A função de protecção Máximo de Intensidade Homopolar Direccional (MIHD, ANSI #50N) destina-se à detecção de defeitos monofásicos pouco resistivos. A MIHD deverá possuir regulação para três escalões de actuação e temporização independente com actuação instantânea e temporizada por escalão. A parametrização da MIDH deverá ser para o primeiro escalão de actuação, $I_0 >$, 130% da corrente capacitiva da linha e com uma temporização superior a 0,5 segundos. Para o terceiro escalão de actuação, $I_0 >>>$, corrente homopolar máxima será igual à soma vectorial das correntes nas fases. Deverá ser possível a configuração da direccionalidade para os vários escalões de detecção de forma individual. A função de protecção de MIHD deverá poder desencadear a função de automatismo religação rápida e/ou lenta de disjuntores.

2.3.3. Máximo de Intensidade Homopolar de Terras Resistentes

A função de protecção Máximo de Intensidade Homopolar de Terras Resistentes (PTR, ANSI #51) consiste numa protecção homopolar de alta sensibilidade, destinada a eliminar defeitos monofásicos de elevada resistência, que não sejam detectados pela MIHD, por falta de Sensibilidade do Sistema de Protecção. Permite a eliminação de defeitos com resistências compreendidas entre 12,5k Ω e 15,6k Ω [11]. A PTR deverá ter um escalão de detecção, $I_0 >$, parametrizado com uma curva de funcionamento do tipo “Tempo muito inverso”, que garanta Selectividade, da saída com defeito relativamente às outras saídas MT, as quais são percorridas nessa ocasião por correntes homopolares capacitivas. A curva de funcionamento da PTR deverá corresponder a uma das seguintes expressões, relativamente à corrente normal de funcionamento na linha Média Tensão [9].

$$t_{op} = \frac{459,14 \times TM}{I^{0,655}}, \quad I \in [0,5; 5] A \quad (2.1)$$

$$t_{op} = \frac{800 \times TM}{I}, \quad I \in [5; 200] A \quad (2.2)$$

$$t_{op} = 0,8 \times I, \quad I \geq 200 A \quad (2.3)$$

Em que, t_{op} corresponde ao tempo de operação em segundos, TM ao tempo discriminativo em segundos e I corresponde ao rácio entre a corrente de defeito e a corrente de arranque da protecção em Ampère. O TM toma valores entre [0,05; 1,55] segundos, sendo o valor por defeito de 0,2 segundos. A actuação desta função de protecção deverá poder desencadear a função de automatismo religação rápida e/ou lenta de disjuntores.

2.3.4. Condutor Partido

A função de protecção Condutor Partido tem o objectivo detectar a interrupção de uma fase da linha a proteger. A detecção deste tipo de defeito, muito frequente em linhas aéreas de Média Tensão, é de muito difícil detecção em Redes de Distribuição [12]. O seu princípio de funcionamento poderá basear-se na detecção do aparecimento de componente inversa da corrente, retirando de serviço a fase em defeito.

2.3.5. Presença de Tensão

A função de protecção Presença de Tensão tem o objectivo de verificar a presença de tensão na linha Média Tensão (MT) a proteger. Esta protecção deverá ser incluída no painel de saída de linha MT da Subestação, quando existir interligado um Produtor em Regime Especial. Esta função é responsável por impedir a acção de fecho do disjuntor, em situações de funcionamento em ilha pelo PRE, por comando automático ou voluntário (local ou telecomando).

2.3.6. *Cold Load Pickup / Inrush Restraint*

A função de protecção *Cold Load Pickup/Inrush Restraint* tem o objectivo de evitar actuações intempestivas das funções de protecção de Máximo de Intensidade (MIF, MIHD e PTR), na sequência de ligação de cargas (colocação de linha em carga ou arranque directo de motores de potências consideráveis). A protecção deverá ser capaz de detectar estas situações e de alterar temporariamente o valor parametrizado nas funções de Máximo de Intensidade. A função de protecção *Cold Load Pickup* deverá ter em conta a ordem de fecho do disjuntor, enquanto que a função *Inrush Restraint* deverá ter em conta o conteúdo harmónico da corrente da linha.

2.4. Funções de Protecção de Interligação do Produtor em Regime Especial na Rede Distribuição de Média Tensão

A interligação do Produtor em Regime Especial (PRE), na Rede de Distribuição de Média Tensão (MT), deverá possuir um conjunto de funções de protecção, exigidas pelo Operador da Rede de Distribuição. Estas funções de protecção deverão ser capazes de retirar o PRE de serviço, aquando defeitos na Rede de Distribuição, e garantindo a integridade dos geradores, além de garantir que defeitos no PRE não comprometam o funcionamento da Rede de Distribuição MT. As funções de protecção exigidas na interligação do PRE [13]:

- Máximo de Tensão Homopolar;
- Máximo e de Mínimo de Tensão (Trifásica e bifásica, respectivamente);
- Máximo e de Mínimo de Frequência;
- Máximo de corrente (Trifásica).

O Operador da Rede de Distribuição Portuguesa definiu dois cenários, de parametrização das funções de protecção da interligação, especificando os tempos de operação e os respectivos valores de regulação, Tabela 2.3 e 2.4:

Tabela 2.3 - Protecção de Interligação, regulação e temporização para o cenário A

Função de Protecção	Regulação	Tempo de Operação (s)
Máximo de Tensão Homopolar	A calcular ¹	Instantâneo
Mínimo de Tensão (trifásica)	$0,85 \times U_n$ (V)	Instantâneo
Máximo de Tensão (bifásica)	$1,15 \times U_n$ (V)	Instantâneo
Máximo/Mínimo de Frequência	$50 \pm 0,2$ (Hz)	Instantâneo
Máximo de Corrente (trifásica)	$1,3 \times I_n$ (A)	1 s

Tabela 2.4 - Protecção de Interligação, regulação e temporização, para o cenário B

Função de Protecção	Regulação	Tempo de Operação (s)
Máximo de Tensão Homopolar	A calcular ¹	1 s + Instantâneo (REE)
Mínimo de Tensão (trifásica)	$0,85 \times U_n$ (V)	1 s + Instantâneo (REE)
2ª Mínimo de Tensão (trifásica)	$1,2 \times U_{\min}^2$ (V)	Instantâneo
Máximo de Tensão (bifásica)	$1,15 \times U_n$ (V)	Instantâneo
Máximo/Mínimo de Frequência	$50 \pm 0,2$ (Hz)	Instantâneo
Máximo de Corrente (trifásica)	$1,3 \times I_n$ (A)	1 s

No Cenário A as funções de protecção de Mínimo de Tensão, Máximo de Tensão Homopolar e Máximo/Mínimo de Frequência apresentam um tempo de operação instantâneo. Na situação de defeito numa linha adjacente, à linha MT que contém a interligação do PRE, poderá verificar-se actuação das funções de protecção da interligação, antes da actuação das funções de protecção do painel de saída da subestação, verificando-se a saída de serviço do PRE. A saída de serviço do PRE verifica-se antes da primeira Religação Automática 0,4 segundos após a abertura do disjuntor (Religação Rápida). Assim, o Cenário A não apresenta Selectividade entre a protecção de interligação do PRE e da protecção das linhas adjacentes que possuem a função de religação.

O cenário B foi proposto, pelo Operador da Rede de Distribuição, com o objectivo de solucionar os problemas de Coordenação do cenário A, adicionando um atraso de um segundo ao tempo de operação da função de Máximo de Tensão Homopolar e da função de Mínimo de Tensão. Assim, para defeitos nas linhas adjacentes à linha MT que contém a interligação do

¹ Valor da regulação depende da dimensão da linha MT e do tipo de rede (aérea ou subterrânea)

² Tensão mínima de funcionamento da função de protecção de frequência, $40\%U_n$ [13]

PRE, existe Selectividade entre as protecções, uma vez que o PRE não é retirado de serviço antes da religação do disjuntor da linha adjacente com defeito. No entanto, este cenário de protecção implica a instalação de uma segunda função de protecção de Mínimo de Tensão, com temporização instantânea e regulação em função do limite de tensão [13]. Além disso, torna-se necessário a instalação de uma função de protecção de Presença de Tensão na linha da subestação que contém a interligação do PRE, eliminando-se assim paralelos intempestivos aquando do fecho dos disjuntores, pela função de religação automática.

O cenário B conduz, relativamente ao cenário A, uma melhor Continuidade de Serviço, além de garantir, a eliminação de paralelos intempestivos, resultantes de religações rápidas. No entanto, a implementação do Cenário de protecção B apresenta um custo de instalação mais elevado. Como a instalação e o investimento na protecção de interligação fica a cargo do PRE, este poderá optar por um dos dois Cenários de protecção. A utilização do Cenário B só se torna justificável no caso do PRE se desligar da rede com muita frequência, devido a actuação intempestiva da protecção de interligação.

2.4.1. Protecção de Máximo de Tensão Homopolar

A função de protecção Máximo de Tensão Homopolar (MTH), visa a detecção e eliminação de defeitos monofásicos. Usualmente a função de protecção utilizada na eliminação deste tipo de defeitos é a função de Máximo de Intensidade Homopolar Direccional. No entanto, o Produtor em Regime Especial (PRE) é interligado à rede em regime de Neutro Isolado [14], pelo que não é possível a detecção do defeito com esta função de protecção. A protecção MTH actua caso a soma da tensão nas três fases for superior a três vezes o valor de tensão homopolar, parametrizado na protecção. A parametrização da função MTH depende do tipo de rede (comprimento total da saída, se está ligado a uma aérea ou subterrânea) e do ponto de interligação do PRE.

2.4.2. Protecção de Máximo e Mínimo de Tensão

A função de protecção Máximo e Mínimo de Tensão visa a detecção e eliminação de defeitos na linha de Média Tensão, protegendo os equipamentos ligados à rede e da própria rede. A protecção de Máximo de Tensão (ANSI #59) actua para tensões superiores ao valor parametrizado e a de Mínimo de Tensão (ANSI #27) actua para tensões inferiores ao valor parametrizado, retirando o Produtor em Regime Especial (PRE) de serviço. A função de protecção de Máximo de Tensão possibilita a detecção de funcionamento em rede isolada, actuando para situações de sobrecarga do PRE. A função de protecção de Mínimo de Tensão permite impedir a religação do PRE antes do restabelecimento da Tensão na Rede de Distribuição.

2.4.3. Protecção de Máximo e Mínimo de Frequência

A protecção de Máximo e Mínimo de Frequência (ANSI #81), tem o objectivo de retirar o Produtor em Regime Especial (PRE) da rede, em situação de desvios máximos ou mínimos do valor admissível de frequência, provocados por desequilíbrios entre a Produção e Consumo. O PRE é retirado de serviço em situações de perda produção ou aumento de carga, os quais provocam a diminuição do valor da frequência, e para a situações de aumento do Produtor e deslastre de carga, os quais provocam o aumento do valor da frequência. Esta função de protecção permite a detecção de isolamentos da rede alimentados por pequenos produtores.

2.4.4. Protecção de Máximo de Corrente

A função de protecção de Máximo de Intensidade de Fase (MIF) é uma protecção trifásica, dotada de um único escalão de protecção parametrizado para 130% da corrente nominal da Linha de Média Tensão e com uma temporização de um segundo. A função de MIF é responsável pela protecção contra defeitos e sobrecargas, e deverá garantir a Selectividade, por escalonamento temporal, entre as funções de protecção MIF, da interligação do Produtor em Regime Especial e do painel de saída de linha Média Tensão da Subestação.

2.5. Religação Automática

A Religação Automática é uma das funções de automatismo do Sistema de Comando e Controlo (SPCC) das Subestações Alta Tensão (AT) para Média Tensão (MT). Uma religação consiste numa manobra automática de fecho de um disjuntor após um disparo, provocado pela actuação de uma função de protecção ou outra função de automatismo. O objectivo da Religação Automática é eliminar defeitos não permanentes (fugitivos ou semipermanentes), através de interrupções de curta duração realizadas automaticamente, que restauram a rede para uma situação normal sem que seja necessário retirar a linha de serviço, como no caso de defeitos permanentes. No caso de o defeito ser permanente a religação automática deverá garantir o isolamento da linha. Esta função de automatismo é essencial nas linhas aéreas da Rede de Distribuição MT uma vez que possibilita a eliminação cerca de 70 a 80% dos defeitos que são do tipo não permanente e se auto-extinguem após a abertura do disjuntor num tempo curto. A Religação Automática contribui assim para um menor tempo de interrupção de energia.

Na Rede de Distribuição são permitidos dois tipos de religação, Religação Rápida e Religação Lenta. A Religação Rápida caracteriza-se por uma manobra automática de reposição de serviço com um tempo de isolamento muito reduzido. Na Tabela 2.5 são definidos os parâmetros característicos da Religação Rápida.

Tabela 2.5 - Parâmetros característicos da Religação Rápida

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

A Religação Lenta caracteriza-se por uma manobra automática de reposição de serviço, cujo tempo de isolamento é da ordem das dezenas de segundos, de valor máximo 120 segundos. Na Tabela 2.6 são definidos os parâmetros característicos da Religação Lenta.

Tabela 2.6 - Parâmetros característicos da Religação Lenta

Designação	Valor (s)	Precisão (s)
Temporização do disparo instantâneo (T_{di})	5 a 120	1
Tempo de isolamento (T_{iRR})	5 a 120	1
Nota: os tempos de isolamento e de encravamento serão definidos por painel de linha		

Nas redes de distribuição MT, por norma são associados os dois tipos de religações, rápidas e lentas, garantindo-se assim a eliminação de defeitos temporários e ao mesmo tempo o isolamento da linha, no caso de o defeito ser permanente. Os modos de funcionamento da religação automática permitidos na Rede de Distribuição [10], são apresentados na Tabela 2.7.

Tabela 2.7 - Modos de funcionamento Religação Automática

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

Na Rede de Distribuição MT, o modo de funcionamento da Religação Automática mais comum é o 7, ou seja, 1 Religação Rápida, sucedida por duas Religações Lentas. A função de automatismo, Religação Automática, só é permitida se a função de religação automática não se encontrar temporariamente encravada ou após um disparo do disjuntor, este se encontrar

em aberto. Se um defeito for detectado pelas funções de protecção de Máximo de Intensidade de Fase (MIF), Máximo de Intensidade Homopolar Direcional (MIHD) ou Máximo de Intensidade Homopolar de Terras Resistentes (PTR), é dada ordem de abertura ao disjuntor, pelo relé, e após 0,3 segundos a função Religação Automática dá ordem de fecho ao disjuntor. Caso o defeito persista, não for eliminado após o fecho do disjuntor, verificar-se-á uma nova actuação do sistema de protecção e abertura do disjuntor, podendo ocorrer mais duas Religações de 15 segundos cada, Religação Lenta. Se ainda assim o defeito persistir, o disjuntor dispara definitivamente (permanecendo em aberto) e o serviço só poderá ser repostado manualmente (por intervenção no local ou por telecomando).

2.6. Regimes de Neutro

O Regime de Neutro influencia o funcionamento do Sistema Eléctrico de Energia (SEE) em situações de desequilíbrio e situações de defeito à terra. O tipo de ligação de neutro assume um papel fundamental no funcionamento do Sistema de Protecção da Rede de Distribuição Média Tensão (MT), uma vez que cerca de 70% a 80% dos defeitos são monofásicos, ou seja defeitos à terra. Na Rede de Distribuição MT Portuguesa, encontram-se em vigor actualmente três Regimes de Neutro [15]:

- Neutro Isolado, regime de neutro que se caracteriza, pelo isolamento galvânico entre o neutro e a terra ou pela ligação do neutro à terra por impedância de valor elevado. Neste regime a referência entre o neutro e a terra é realizada pelas capacidades das linhas;
- Neutro ligado directamente à terra, regime de neutro que se caracteriza pela ligação do neutro à terra directamente por uma impedância de baixo valor que corresponde por norma à impedância do cabo que liga o neutro à terra mais a impedância do eléctrodo de terra;
- Neutro indirectamente ligado à terra, regime de neutro que se caracteriza pela ligação do neutro à terra por uma impedância, resistência ou reactância.

2.6.1. Neutro isolado

No Regime de Neutro isolado, aquando defeitos monofásicos, não existe uma malha homopolar galvanicamente fechada e a contribuição para a corrente homopolar é feita apenas pelas correntes capacitivas das linhas de Média Tensão (MT) da Subestação. O valor da corrente de defeito será de valor diminuto, pelo que poderá não se verificar a existência de defeito, sujeitando os isolamentos a reduzidos esforços dinâmicos. O reduzido valor da corrente de defeito poderá provocar o não reacendimento do arco eléctrico, após sua extinção, verificando-se que os disjuntores sejam pouco solicitados. Relativamente às

tensões, estas apresentam uma elevada assimetria, aquando defeitos monofásicos. A tensão do ponto de neutro poderá atingir o valor da tensão simples, e as tensões nas fases sã atingir o valor da tensão composta, o que se manifesta por um significativo valor de tensão homopolar.

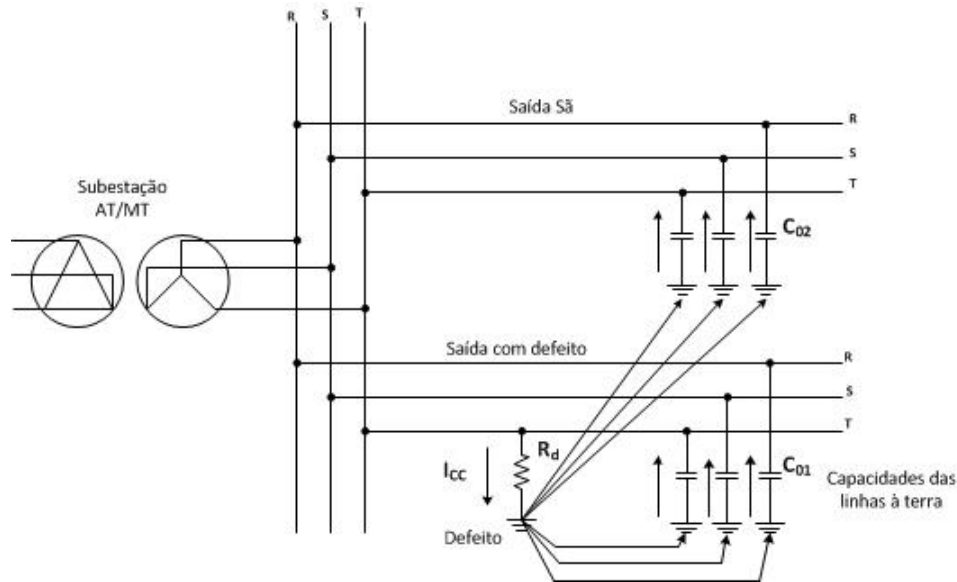


Figura 2.2 - Esquema da rede MT com regime de neutro isolado

Os sistemas de protecção a utilizar, no Regime de Neutro isolado, são complexos devido ao reduzido valor da corrente de defeito, que dificulta a detecção de defeitos monofásicos, e todos os equipamentos terem de ser dimensionados para a tensão composta. As funções de protecção a utilizar, neste Regime de Neutro, são Máximo de Tensão Homopolar e Potência Reactiva Direcional. A função de protecção Máximo de Tensão Homopolar exige a instalação de um gerador de tensões homopolar no barramento de MT da Subestação, e é não Selectiva uma vez que retira de serviço todas as saídas da subestação. A função de protecção Potência Reactiva Direcional é instalada no painel de saída da linha MT da subestação, e por ser direcional permite a retirada de serviço da linha com defeito.

O Regime de Neutro isolado apresenta a desvantagem de impor limitação ao nível do desenvolvimento da rede, no entanto, a sua implementação é de custo relativamente baixo, dado que evita a preparação das terras das subestações, além disso este tipo de regime é imune a defeitos monofásico, contudo, obriga a utilização de um sistema de protecção selectivo, complexo e como consequência mais dispendioso [16].

2.6.2. Neutro directamente ligado a terra

No Regime de Neutro directamente ligado à terra, aquando defeitos monofásicos, existe uma malha galvanicamente fechada, por onde circula corrente homopolar. A corrente de defeito atinge o valor mais elevado comparativamente aos outros regimes de neutro. Relativamente às tensões, na situação de defeitos monofásicos à terra, não apresentam

valores nem elevados nem baixos, e o dimensionamento de todos equipamentos poderá de ser feito para a tensão simples [16].

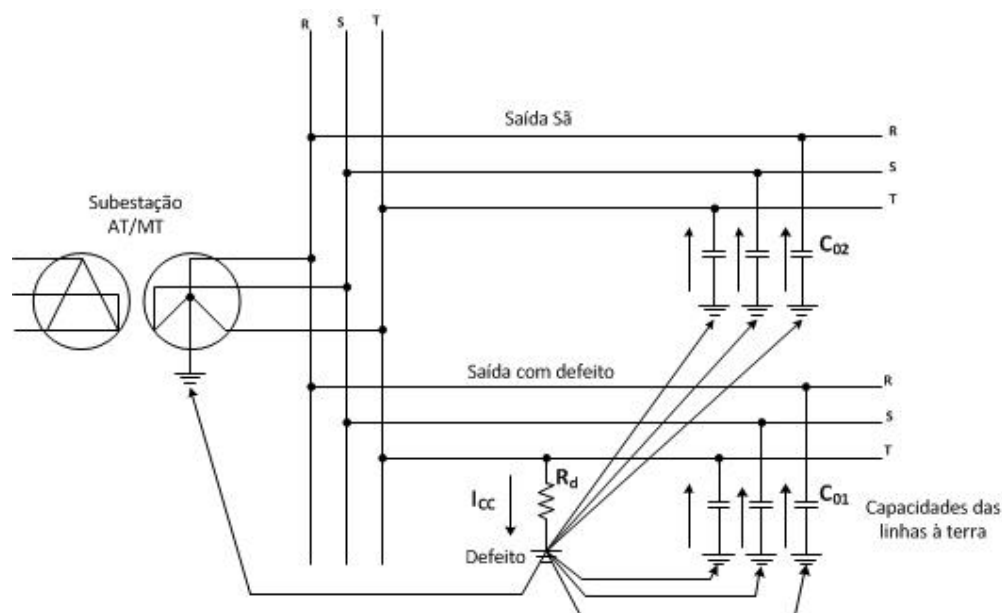


Figura 2.3 - Esquema de Rede MT com regime de neutro ligado directamente a terra

Os sistemas de protecção a utilizar, no Regime de Neutro directamente ligado à terra, são relativamente simples pelo elevado valor da corrente de defeito, devendo ser dotados de elevado poder de corte e rapidez na actuação. A função de protecção poderá ser a Máximo de Intensidade Homopolar Direcional (MIHD), apresenta uma elevada Fiabilidade e Sensibilidade na detecção de defeitos monofásicos.

2.6.3. Neutro indirectamente ligado à terra

O Regime de Neutro indirectamente ligado à terra, aquando defeitos monofásicos, estabiliza as tensões e limita as correntes de defeito. A limitação da corrente de defeito deve-se à impedância de neutro, a qual deverá ser dimensionada de forma a não provocar um grande abaixamento do valor da corrente e permitir a actuação do sistema de protecção. O Regime de Neutro indirectamente ligado à terra constitui-se um regime intermédio entre o neutro isolado e o directamente ligado à terra, atenuando as desvantagens e beneficiando as vantagens dos dois regimes [16].

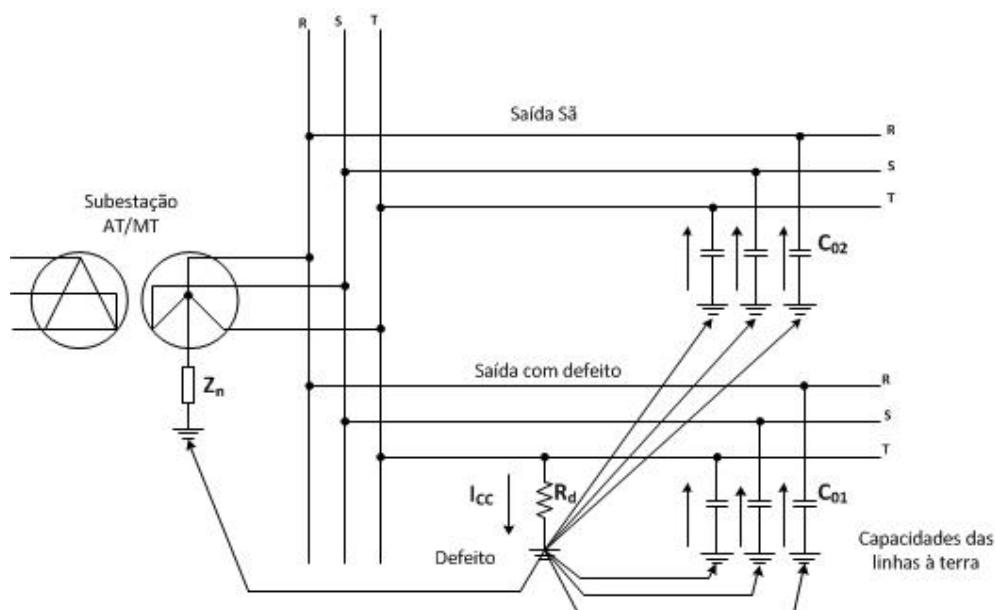


Figura 2.4 - Esquema de Rede MT com regime de neutro ligado indirectamente à terra

No Regime de Neutro indirectamente ligado à terra, a detecção de defeitos monofásicos pouco resistivos poderá ser feita pela função de protecção Máximo de Intensidade Homopolar Direcional, instalada no painel de saída de linha da subestação. Para defeitos monofásicos resistivos as funções de protecção são Máximo de Intensidade Homopolar de Terras Resistentes, instalada no painel de saída de linha da subestação, e o Detector de Terras Resistentes instalado no barramento de MT da subestação.

2.6.4. Ligação dos enrolamentos do Transformador de Potência na Subestação de Distribuição Alta para Média Tensão

As ligações dos enrolamentos dos transformadores de potência das Subestações Alta Tensão (AT) para Média Tensão (MT), são definidas pelo Operador da Rede de Distribuição em Portugal, por níveis de tensão, bem como os Regimes de Neutro na Rede de Distribuição. Na Tabela 2.8 são especificados o tipo de ligações e as respectivas tensões nominais [7].

Tabela 2.8 - Ligação dos enrolamentos do transformador de potência na Subestação AT/MT

Tensões Nominais (kV)	Símbolos de Ligação
60/10,5	YN, d11
60/15,75	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

Os transformadores de potência podem ter dois ou três enrolamentos. No caso de o transformador ser detentor de terciário este tem função de estabilização, e no qual é feita a ligação à terra. O enrolamento terciário apresenta uma potência inferior aos restantes enrolamentos, com o objectivo de reduzir a componente homopolar do transformador, reduzindo a circulação do fluxo magnético [17]. O Regime de Neutro para transformador com secundário ligado em estrela e terciário acessível, é utilizado o Regime de Neutro Indirectamente ligado à terra, através de uma reactância limitadora [18].

No caso do transformador de potência apenas possuir dois enrolamentos, o secundário será em triângulo e criado um ponto de neutro artificial no barramento da subestação através de uma reactância limitadora. A importância da utilização de reactância de neutro artificial deve-se a pretender limitar a corrente de defeito em defeitos monofásicos à terra para valores de 300 A para linhas aéreas e 1000 A para redes subterrâneas [18].

Apesar de o Operador da Rede de Distribuição especificar que para um transformador 60/15,75 kV, o primário do transformador deverá ser em estrela e com neutro acessível, é prática comum em Portugal a utilização de Neutro Isolado do lado de Alta Tensão. Relativamente ao secundário do transformador este deverá ser em triângulo sem neutro acessível do lado da Média Tensão. Para as simulações e para o estudo considerou-se que o primário do transformador, lado da Alta Tensão, será em triângulo e no secundário, Média Tensão, será em estrela e ligado à terra com uma reactância limitadora de neutro.

2.6.5. Regime de Neutro do Produtor em Regime Especial

A interligação do Produtor em Regime Especial (PRE) à Rede de Distribuição, exige a utilização de um transformador, para elevar a tensão e ser possível a sua interligação. O PRE terá de adoptar um Regime de Neutro Isolado, no lado da Média Tensão [14, 18], evitando-se harmónicos de terceira ordem e as correntes homopolares, não sendo criada uma nova referência à terra, além da existente na Subestação Alta Tensão (AT) para Média Tensão (MT). Este de Regime de Neutro, permite a correcta coordenação da função de protecção de máxima corrente homopolar do painel de saída de linha Média Tensão (MT) da Subestação AT/MT e da função de protecção de tensão homopolar da interligação, uma vez que o PRE não contribui para a corrente homopolar, aquando defeitos à terra nas linhas de MT [19]. Assim, na situação de um defeito monofásico, a função de protecção de máxima intensidade homopolar actua, isolando a linha com defeito.

2.7. Regulamento da Rede de Distribuição: Condições de Ligação à Rede

A interligação de um Produtor em Regime Especial (PRE) na Rede de Distribuição tem que verificar as seguintes condições técnicas apresentadas na Tabela 2.9 [14, 20], além das apresentadas na subsecção 2.6.5, deste capítulo.

Tabela 2.9 - Condições técnicas de ligação à rede de um Produtor Independente

Grandezas	Potência do Gerador	
	Até 500kVA	Maior 500kVA
Tensão de serviço (tensão da rede)	0,9 a 1,1 p.u.	0,92 a 1,08 p.u.
Desvio da frequência da rede	$\pm 0,3$ Hz	$\pm 0,2$ Hz
Fase (em relação à tensão da rede)	$\pm 20^\circ$	$\pm 10^\circ$

Os PRE Eólicos devem suportar incidentes, sem se desligarem da rede, para desvios de frequência entre 47,5 Hz e 51,5 Hz e componente inversa da corrente, até 5 % da corrente nominal. Se a variação foi superior a gama de valores referida, a protecção de interligação actua retirando o PRE de serviço, em que a religação do PRE na Rede de Distribuição só será possível após:

- Terem decorrido três minutos da reposição do serviço na Rede de Distribuição;
- A tensão da Rede de Distribuição ter atingido, pelo menos, 80 % do seu valor normal.

Os PRE Eólicos, de potência instalada superior a 6 MVA, terão de fornecer o novo Serviço de Sistema, Capacidade de Sobreviver a Cavas de Tensão. Na situação de defeito, a tensão da rede diminui e o PRE não poderá consumir nem potência activa ou reactiva durante o defeito e na fase de recuperação da tensão. A função do PRE será contribuir para o aumento da tensão na rede, devendo cumprir a curva apresentada na Figura 2.5. Se o PRE não provocar o aumento da tensão para os tempos definidos, este é retirado de serviço.

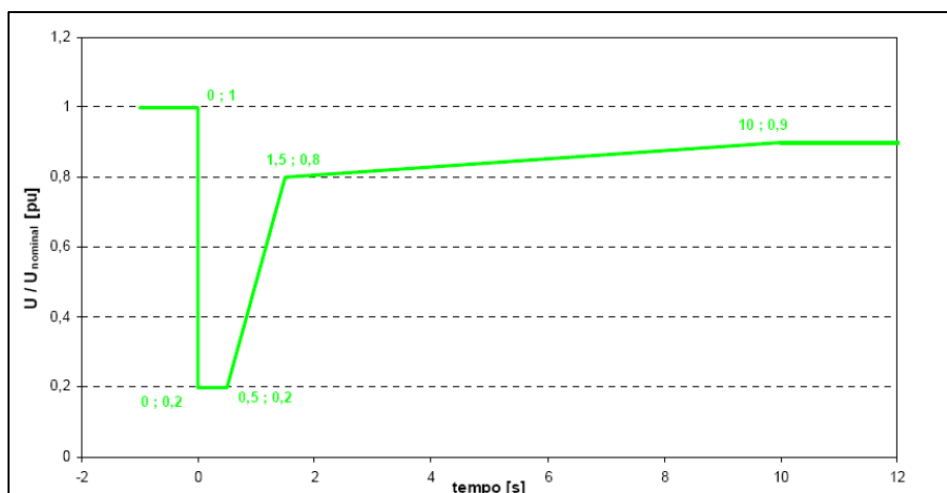


Figura 2.5 - Curva tensão-tempo exigida aos PRE Eólicos de suportarem cavas de tensão [21]

Após a eliminação do defeito e início da recuperação da tensão na rede de distribuição, a potência activa produzida deve recuperar de acordo com uma taxa de crescimento por segundo não inferior a 5 % da sua potência nominal, após 20 segundos o PRE deverá atingir a sua potência nominal. O aumento da tensão resulta deve-se ao fornecimento de corrente reactiva durante a cava de tensão, proporcionando um suporte para a tensão na Rede de Distribuição. O cumprimento desta curva do Produtor mínima de corrente reactiva durante cavas de tensão, pelas instalações do Produtor energia renovável eólica, deve iniciar -se com um atraso máximo de 0,05 segundos após a detecção da cava de tensão [14]. Na Figura 2.6 apresenta-se a curva que o PRE deverá cumprir para não se desligar da rede.

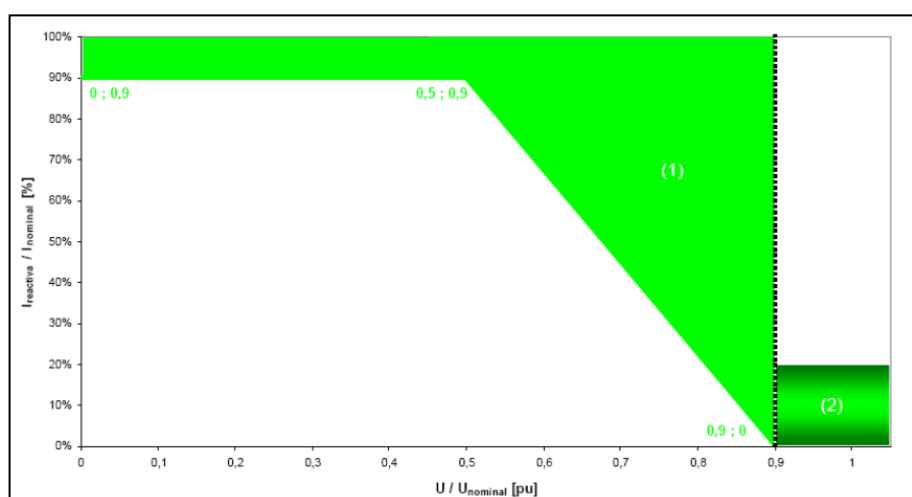


Figura 2.6 - Curva de fornecimento de reactiva dos PRE Eólicos durante cavas de tensão [21]

O PRE deverá fornecer à rede cerca de 90% de corrente reactiva em relação à corrente nominal, até a tensão na rede atingir cerca de 50% da tensão nominal. Após se atingir 50% da tensão nominal, verifica-se a redução linear da corrente reactiva fornecida pelo PRE até se atingir cerca de 90% da tensão nominal.

2.8. Resumo

Neste Capítulo foram apresentadas as funções de protecção do painel de saída de Linha Média Tensão (MT), da Subestação Alta Tensão (AT) para MT, bem como as características funcionais e tempos de operação mínimos de operação das funções de protecção. Foram também apresentadas as funções da protecção de interligação exigidas ao Produtor em Regime Especial (PRE), como condição obrigatória para interligação à Rede de Distribuição de Média Tensão, para dois Cenários A e B. Foi efectuada uma descrição da função de automatismo Religação Automática, e os modos de funcionamento permitidos na rede de Média Tensão. Os tipos Regime de Neutro, e as ligações dos transformadores das Subestações AT/MT e para o transformador de Interligação do PRE à Rede de Distribuição de Média Tensão foram também analisados. Na última secção deste capítulo descreveram-se as condições de interligação à rede do PRE Eólica, com particular destaque para o novo Serviço de Sistema exigido, Capacidade de Sobreviver a Cavas de Tensão.

Capítulo 3

Integração do Produtor em Regime Especial na Rede de Distribuição de Média Tensão

Neste capítulo serão identificados os problemas no Sistema de Protecção, com a integração do Produtor em Regime Especial (PRE) Eólico na Rede de Distribuição de Média Tensão (MT). Na primeira secção deste capítulo apresenta-se o impacto do tipo de gerador do PRE na corrente de defeito. Os problemas identificados são a Perda de Sensibilidade da função de Máximo de Intensidade de Fase, que se verifica para defeitos na linha MT que contém a interligação do PRE. O outro problema identificado Falsa de Actuação da MIF, para defeitos em linhas adjacente à linha MT que contém a interligação do PRE.

3.1. Impacto do Tipo de Gerador do Produtor em Regime Especial na Corrente de Defeito

Para o estudo dos problemas da interligação do Produtor em Regime Especial (PRE) Eólica à rede de distribuição, nos sistemas de protecção, importa analisar o impacto do tipo de gerador, na situação de defeito na rede. A análise será feita para a corrente máxima atingida por cada tipo de gerador e consequente evolução temporal. Será analisado o impacto do gerador de indução e o impacto do gerador síncrono [19].

3.1.1. Gerador de indução

Os geradores de indução convencionais são simples e robustos, apresentam um baixo custo de investimento, razões que levaram à sua utilização pelos Produtores em Regime Especial (PRE) durante muitos anos. Um gerador de indução na ocorrência de um curto-circuito contribui nos primeiros instantes para o defeito, verificando-se que a corrente do gerador decai rapidamente para valores nulos. Esta diminuição deve-se à necessidade, do

gerador de indução, consumir potência reactiva da rede para manter o seu campo magnético, necessário ao seu funcionamento, na Figura 3.1 verifica-se a evolução da corrente fornecida pelo gerador de indução para um defeito trifásico simétrico aos 0,5 segundos. Conclui-se assim que na ocorrência de um curto-circuito na rede de distribuição o gerador de indução deixa de receber a potência reactiva, o que implica o decaimento da sua a potência activa produzida.

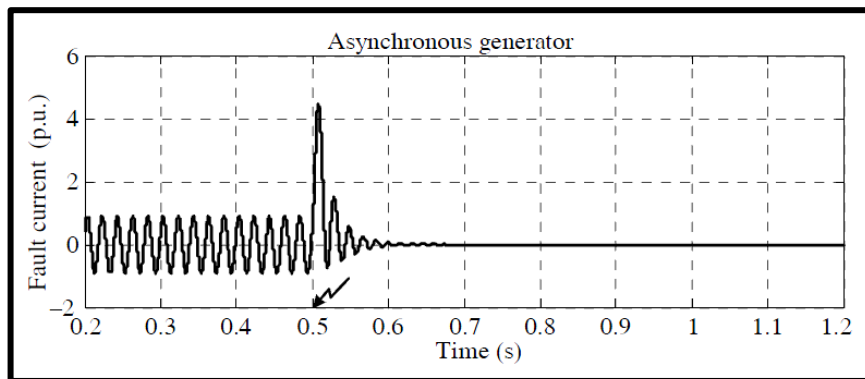


Figura 3.1 - Corrente fornecida pelo gerador de indução na situação de um defeito trifásico aos 0,5 segundos [22]

Verifica-se que logo após a ocorrência do defeito, ocorre o aumento da corrente fornecida pelo gerador de indução, devido à sua aceleração. No entanto, pela impossibilidade de este manter o campo eléctrico, o gerador sai de serviço 0,1 segundos após a ocorrência do defeito.

3.1.2. Gerador síncrono

Os geradores síncronos necessitam de sistema de excitação para o seu funcionamento. Em situação de defeito, o sistema de excitação permite que o gerador forneça corrente de forma sustentada, durante o tempo em que ocorre o defeito, se este for operado como factor de potência constante, essa capacidade é diminuída como se pode observar na Figura 3.2.

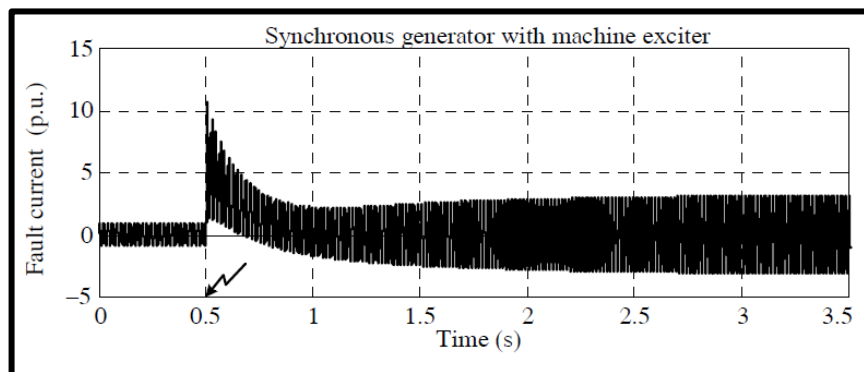


Figura 3.2 - Corrente fornecida pelo gerador de síncrono na ocorrência de um defeito trifásico aos 0,5 segundos [22]

Na Figura 3.2, verifica-se que o gerador síncrono apresenta uma maior impacto na situação de defeito, relativamente ao gerador de indução.

3.2. Integração do Produtor em Regime Especial na Rede de Distribuição: Os Problemas

A integração do Produtor em Regime Especial (PRE) na Rede de Distribuição conduz a diversos desafios técnicos, redistribuição do trânsito de potências, modificação dos valores das correntes de defeito e problemas de coordenação das protecções [23]. Na situação de defeito existirão contribuições da Subestação e do PRE, atingindo-se correntes de defeito superiores. Esta contribuição, por parte do PRE, provoca a redução da contribuição da Subestação para o defeito, podendo-se verificar o problema da Perda de Sensibilidade, da função de Máximo de Intensidade de Fase (MIF), em que defeitos que seriam eliminados para uma dada temporização, serão eliminados mais tardiamente [24].

A Subestação de Alta para Média Tensão apresenta várias saídas de linha MT, na situação de um defeito numa linha adjacente à linha que contém a interligação do PRE, poderá verificar-se a actuação da função de MIF da linha sã em simultâneo com a linha com defeito, devido à contribuição do PRE ser elevada e provocar a actuação da protecção para o mesmo tempo de eliminação. Este problema identifica-se como o problema da Falsa Actuação da MIF. Para se proceder ao estudo destes problemas modelizou-se a rede de simulação apresentada na Figura 3.3. Os parâmetros e descrição da rede apresentam-se no Anexo B e as parametrizações do Sistema de Protecção no Anexo C.

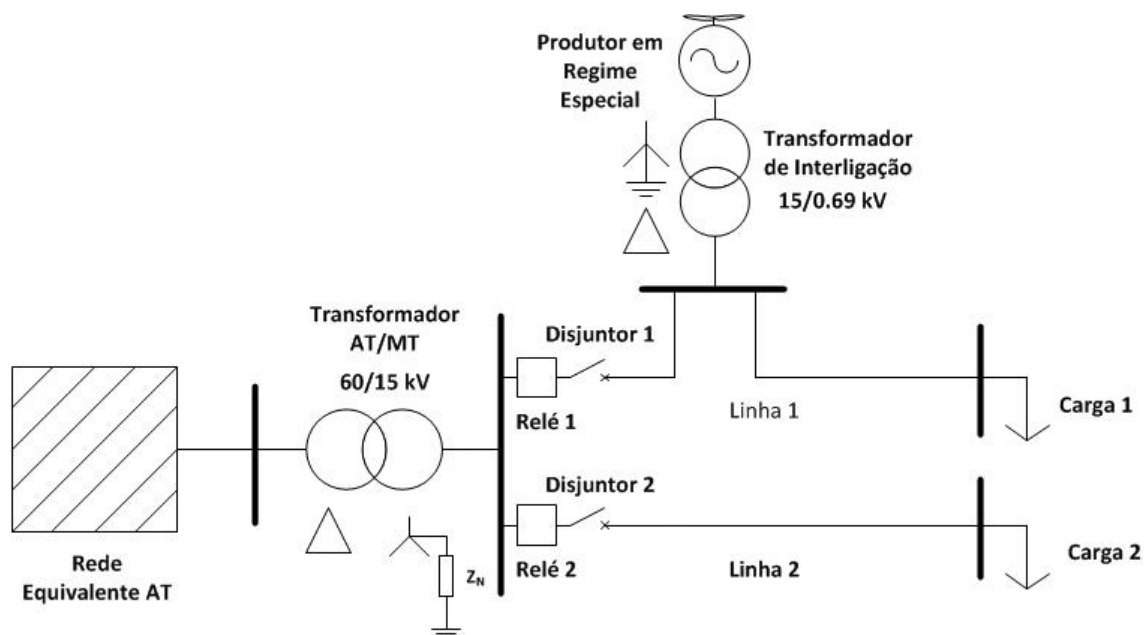


Figura 3.3 - Rede para simulação dos problemas da Interligação do PRE na Rede de Distribuição

3.2.1. Problema da Perda de Sensibilidade da função de protecção Máximo de Intensidade de Fase

Um dos problemas da integração do Produtor em Regime Especial (PRE) na Rede de Distribuição é a da redução da corrente vista pelo relé de protecção do painel de saída linha Média Tensão (MT) da Subestação [25]. A redução na corrente vista pelo relé, poderá provocar mesmo a não actuação da protecção de Máximo de Intensidade de Fase (MIF), na situação de defeitos a elevadas distâncias da Subestação. Nesta secção é feito um estudo do problema da Perda de Sensibilidade, verificando-se as situações que provocam maior probabilidade de este problema ocorrer [26].

i) Defeito Trifásico Simétrico

Inicialmente procede-se à determinação da corrente de defeito para a situação do Produtor em Regime Especial (PRE) não estar interligada à rede. A rede da Figura 3.4, representa a rede da Figura 3.3 simplificada, colocando-se a linha 2 e o Produtor em Regime Especial fora de serviço.

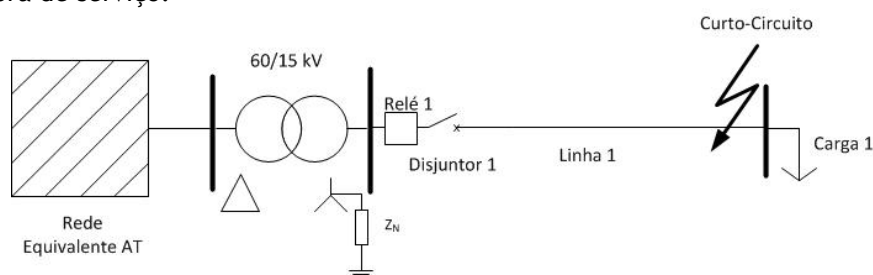


Figura 3.4 - Rede de simulação para a situação do PRE não interligada na Rede de Distribuição

Na situação de um defeito trifásico simétrico franco, o estudo das correntes de defeito será feito por redução ao circuito equivalente de *Thévenin* monofásico, assume-se que a impedância de defeito é igual nas três fases. Substituindo-se os elementos constituintes da rede para simulação pelos respectivos elementos por fase obtém-se o esquema da Figura 3.5.

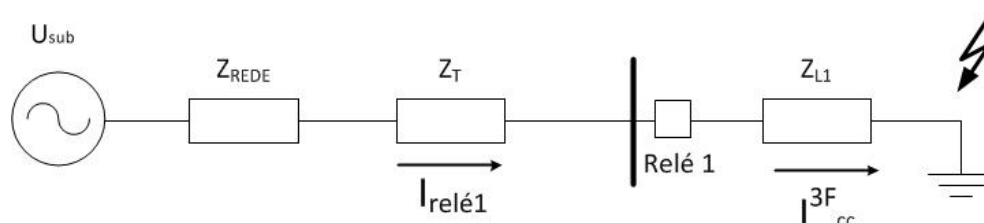


Figura 3.5 - Esquema unifilar da rede de distribuição sem PRE [27]

Em que:

- Z_{REDE} é a impedância da rede equivalente a montante (Ω);
- Z_T é a impedância do transformador da subestação (Ω);
- Z_{L1} é a impedância da linha 1 (Ω);
- $I_{relé\ 1}$ é a contribuição da subestação para a corrente de defeito, corrente vista pelo relé 1 (A);
- I_{cc}^{3F} é a corrente de defeito trifásico (A).

Considere-se que a impedância da rede equivalente de Alta Tensão, Z_{REDE} , e a impedância do transformador da subestação, Z_T , correspondem à impedância da subestação, $Z_S = Z_{REDE} + Z_T$.

A corrente de defeito, I_{cc}^{3F} , para um defeito na linha 1, será igual à corrente da subestação, corrente vista pelo relé 1, $I_{relé\ 1}$, uma vez que a Subestação é o único ponto injetor da rede que contribui para o defeito. A impedância de defeito, $Z_{eq} = Z_S + Z_{L1}$, corresponde à soma da impedância da linha 1 com a impedância da subestação. A corrente de defeito trifásico apresenta-se na equação 3.1.

$$I_{cc}^{3F} = I_{relé\ 1} = \frac{U_{sub}}{Z_{eq}} = \frac{U_{sub}}{Z_S + Z_{L1}} (A) \quad (3.1)$$

Obtida a corrente de defeito para a rede sem interligação do PRE, procede-se à determinação da corrente de defeito, na situação de defeito trifásico simétrico franco na linha 1. Na Figura 3.6 apresenta-se a rede para simulação do problema da Perda de Sensibilidade, defeitos na linha 1.

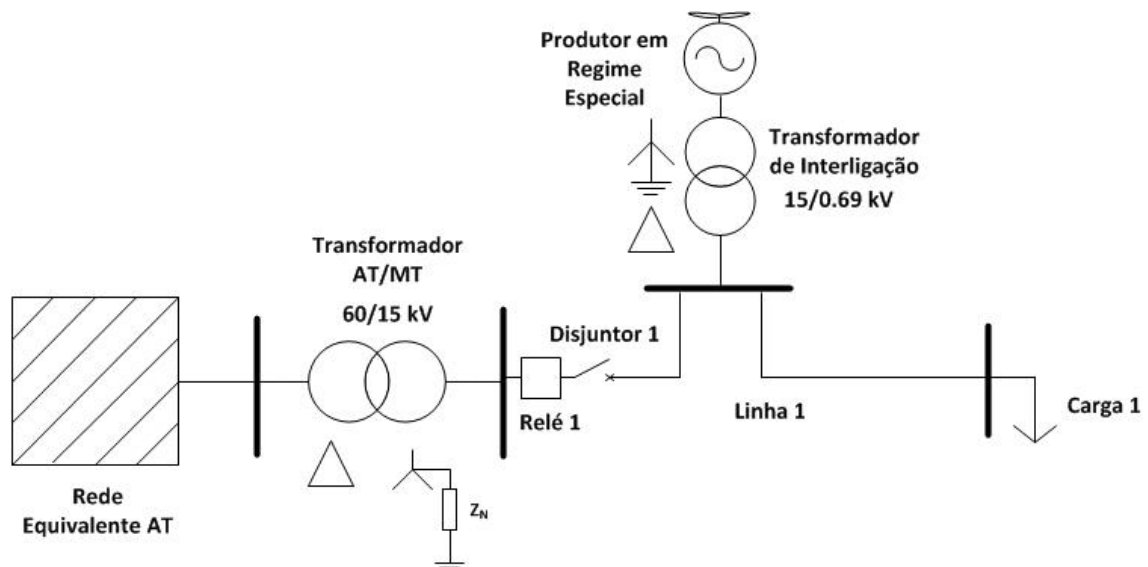


Figura 3.6 - Rede para simulação do problema da Perda de Sensibilidade

O esquema unifilar da rede pelo seu equivalente monofásico de *Thevenin*, apresenta-se na Figura 3.7

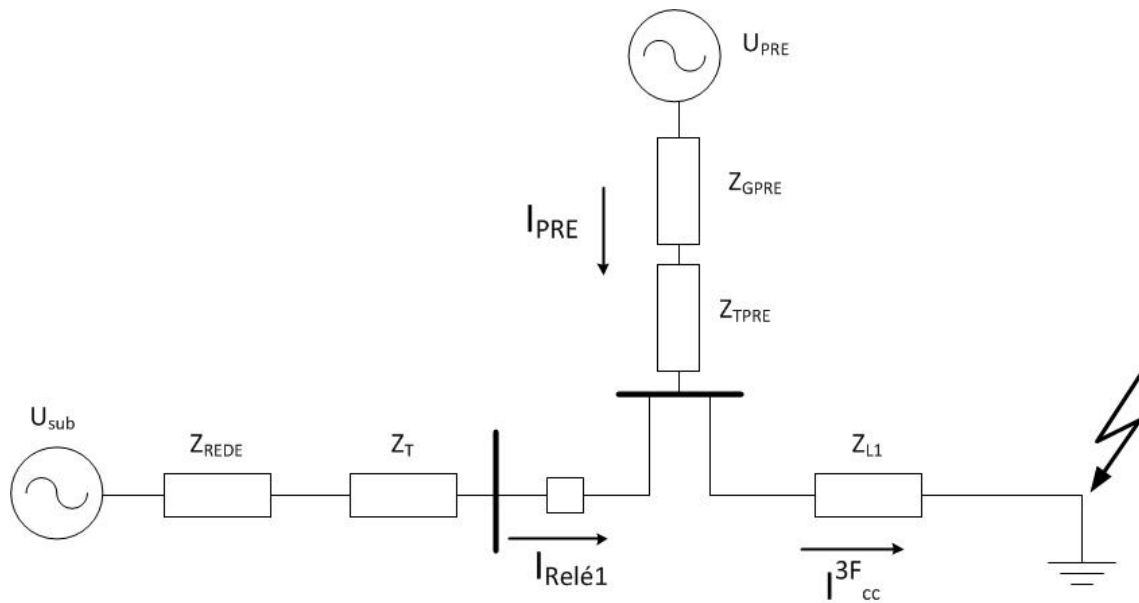


Figura 3.7 - Esquema unifilar da Rede de Distribuição com PRE, para o problema da Perda de Sensibilidade [27]

Em que,

- Z_{REDE} , é a impedância da rede equivalente a montante (Ω);
- Z_T , é a impedância do transformador da subestação (Ω);
- Z_{L1} , é a impedância da linha (Ω);
- Z_{GPRE} , é a impedância do gerador do PRE (Ω);
- Z_{TPRE} , é a impedância do transformador do PRE (Ω);
- I_{PRE} , é a contribuição do PRE para a corrente de defeito (A);
- $I_{relé1}$, é a contribuição da subestação para a corrente de defeito, corrente vista pelo relé 1 (A);
- I_{cc}^{3F} , é a corrente de defeito trifásico (A);
- U_{sub} , U_{PRE} , tensão da subestação e tensão do PRE (V).

Considerando que a impedância da subestação, $Z_S = Z_{REDE} + Z_T$, e a impedância equivalente do PRE será $Z_{PRE} = Z_{GPRE} + Z_{TPRE}$. A corrente vista pelo relé de protecção 1 é apresentada na equação 3.2, considerando que $U_{sub} = U_{PRE} = U$.

$$I_{relé1_com_PRE} = \frac{Z_{PRE} \times U}{(Z_S \times Z_{PRE}) + (Z_S \times Z_{L1}) + (Z_{PRE} \times Z_{L1})} \quad (3.2)$$

Relativamente à corrente de defeito na linha MT pode ser calculada pela equação 3.3.

$$I_{cc_com_PRE}^{3F} = \frac{U}{\frac{(Z_S \times Z_{PRE})}{(Z_S + Z_{PRE})} + Z_{L1}} \quad (3.3)$$

Obtidas as correntes vistas pelo relé 1 e a corrente de defeito na linha 1, procede-se agora à análise do impacto da capacidade da geração, distância de defeito e localização da interligação do PRE nas correntes de defeito. Analisando-se a influência da capacidade de geração e da distância a que se dá o defeito na corrente vista pelo relé 1, defina-se um rácio entre a corrente vista pelo relé 1 na situação com interligação do PRE, $I_{relé1_com_PRE}$, e sem interligação do PRE, $I_{relé1}$, obtém-se a equação 3.4.

$$\frac{I_{relé1_com_PRE}}{I_{relé1}} = \frac{Z_{PRE} \times (Z_S + Z_{L1})}{(Z_S \times Z_{PRE}) + (Z_S \times Z_{L1}) + (Z_{PRE} \times Z_{L1})} \quad (3.4)$$

Considerando-se que a impedância da subestação não é alterada, interessa verificar a distância a que se dá o defeito, e a variação da capacidade do PRE. Sendo que quanto maior a distancia a que se dá o defeito da subestação, maior Z_{L1} , que para capacidades mais elevada do PRE menor a impedância interna do PRE. Se $Z_{PRE} = a \times Z_S$ e $Z_{L1} = b \times Z_S$, obtém-se a equação 3.5, em função de a e b, que representam a variação impedância do gerador do PRE em função da impedância da subestação e a variação da distância de defeito da em função da impedância da subestação.

$$\frac{I_{relé1_com_PRE}}{I_{relé1}} = \frac{a + a \times b}{a + b + a \times b} \quad (3.5)$$

Na Figura 3.8 representa-se a variação da corrente vista pelo relé 1, com e sem interligação do PRE na Rede de Distribuição.

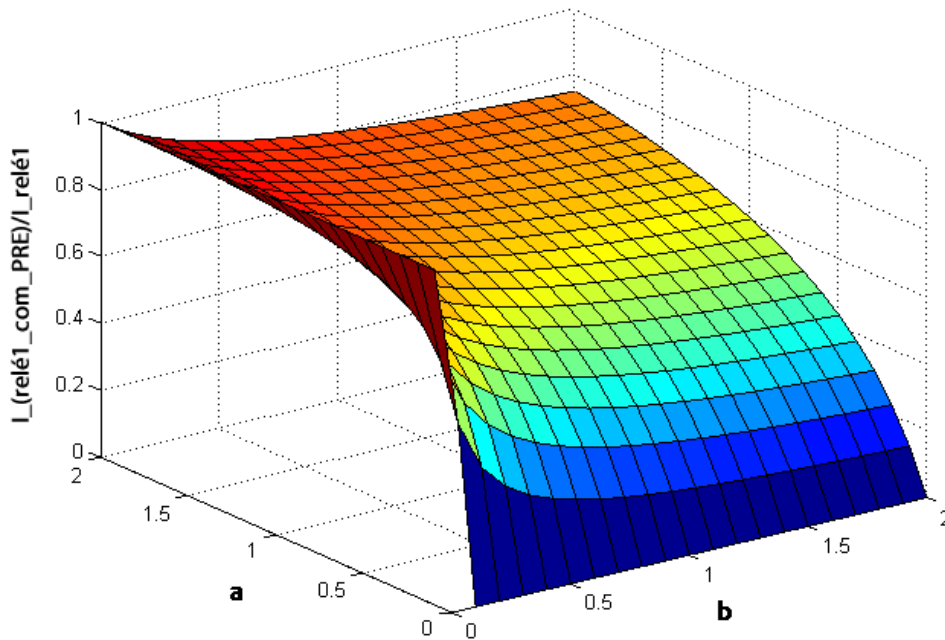


Figura 3.8 - Rácio da corrente da vista pelo relé 1 em função da distância do defeito à subestação e da capacidade do PRE

Verifica-se que a corrente vista pelo relé 1, com o PRE interligado na Rede de Distribuição, apresenta um valor sempre inferior à corrente vista pelo relé 1 sem o PRE, a menos para a situação de defeito no início da linha 1, $b = 0$. O coeficiente a representa a variação da capacidade de geração. Quanto menor o valor de a , menor será a corrente vista pelo relé 1, ou seja quanto maior a capacidade do gerador do PRE, maior será a redução da corrente vista pelo relé 1, comparativamente à situação do PRE não interligado na Rede de Distribuição. O coeficiente b representa a distância a que se dá o defeito da Subestação na linha 1, verifica-se que quanto maior b , aumento da distância a que ocorre o defeito na linha 1, maior será a redução da corrente vista pelo relé 1. O coeficiente a , representa também a distância de interligação do PRE à subestação, na linha 1, uma vez que se considerou a impedância da subestação constante, verifica-se que o aumento de a , maior a distância da linha que é adicionada à impedância do PRE, menor será a redução da corrente vista pelo relé 1. A maior redução na corrente vista pelo relé 1, aquando defeitos na linha 1, corresponde a um elevado b e um baixo a , ou seja para um defeito que ocorra no fim da linha de MT, e o PRE de capacidade elevada interligado próximo da subestação.

Relativamente à corrente de defeito na linha 1, constituiu-se o rácio entre as correntes de defeito na situação do PRE interligada e sem PRE interligada, obtendo-se a equação 3.6, para se verificar impacto da interligação do PRE

$$\frac{I_{CCcom_PRE}^{3F}}{I_{CCsem_PRE}^{3F}} = \frac{Z_S + Z_{L1}}{\frac{Z_S \times Z_{PRE}}{Z_S + Z_{PRE}} + Z_{L1}} \quad (3.6)$$

Considerando que, $Z_{PRE} = a \times Z_S$ e $Z_{L1} = b \times Z_S$, e definido que Z_S é uma constante, obtém-se a equação 3.7,

$$\frac{I_{CCcom_PRE}^{3F}}{I_{CCsem_PRE}^{3F}} = \frac{(1 + a) \times (1 + b)}{b + a \times (1 + b)} \quad (3.7)$$

Em que o coeficiente a , representa a variação inversamente proporcional da capacidade do PRE, ou seja, valor de a elevado que representa PRE de pequena capacidade. O coeficiente b , representa a variação da distância do defeito na linha 1, ou seja o aumento de b representa defeitos longe da subestação. Na Figura 3.9 representa-se a variação da corrente de defeito, com e sem a interligação do PRE na Rede de Distribuição.

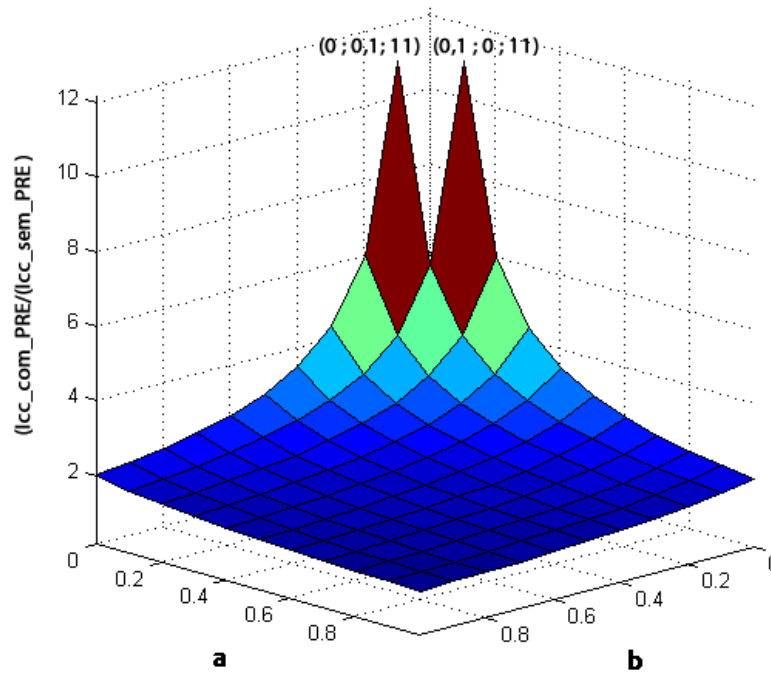


Figura 3.9 - Rácio da corrente da corrente de defeito em função da distância do defeito na linha 1 e da capacidade da geração, com a interligação do PRE próxima da subestação

Verifica-se que a corrente de defeito na linha 1, com o PRE interligado na Rede de Distribuição, apresenta um valor sempre igual ou superior à corrente defeito sem o PRE interligado. O aumento dos coeficientes a e b provocam uma redução do valor da corrente de defeito, devido ao aumento da impedância que contribui para o defeito, uma vez que o aumento da distância do defeito à subestação (maior b implica maior impedância da linha), e devido a geradores de capacidades do PRE mais pequenos apresentarem impedâncias mais elevadas, contribuindo assim para a redução da corrente de defeito. A variação máxima da corrente de defeito verifica-se para $a = 0$, PRE de capacidade elevada, em que a variação do coeficiente b , da distância do defeito à subestação, provoca a maior variação da corrente de defeito, sendo o valor máximo atingido para um $b = 0,1$ com valor da corrente de defeito de 11 vezes a corrente sem PRE. A outra situação, em que se verifica uma variação mais elevada da corrente de defeito, corresponde a defeitos próximos da subestação, $b = 0$, em que a variação do coeficiente a , variação da capacidade do PRE, sendo o valor máximo atingido para $a = 0,1$ para um valor de corrente de defeito de 11 vezes a corrente sem o PRE interligado na rede. Concluída a análise da variação da corrente de defeito, com a alteração da capacidade do gerador do PRE e da distância que ocorre o defeito, procede-se no ponto seguinte ao estudo do impacto da interligação do PRE para defeitos assimétricos na linha 1.

ii) Análise para defeitos assimétricos

Os defeitos assimétricos caracterizam-se por envolverem duas fases, com ou sem contacto à terra, ou apenas uma fase e a terra, tomam este nome, uma vez que as correntes nas três fases são diferentes. Para o estudo deste tipo de defeitos terá de ser recorrer à transformação das componentes por fase em 3 sistemas simétricos, esquema directo, inverso e homopolar, através do teorema de *Fortescue*. A transformação das correntes por fase para correntes simétricas é calculada pelo sistema matricial 3.8 [28]

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_R \\ \underline{I}_S \\ \underline{I}_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_+ \\ \underline{I}_- \\ \underline{I}_0 \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Em que,

$\underline{I}_R$, $\underline{I}_S$, $\underline{I}_T$, representam as correntes nas fases R, S, e T

$\alpha = e^{j120^\circ}$, operador de conversão em componentes simétricas

$\underline{I}_+$, $\underline{I}_-$, $\underline{I}_0$, representam a corrente de defeitos em componentes simétricas, directo inverso e homopolar

A corrente de defeito para defeitos com terra, dependem do tipo de ligação do neutro do transformador. Na rede para simulação, o transformador da subestação apresenta-se ligado em estrela do lado MT, com ligação do neutro à terra por meio de uma reactância limitadora, provocando que para defeitos monofásicos a corrente máxima seja de 300 A, para linhas aéreas. Relativamente ao transformador da interligação do PRE, como referido na secção 2.6.5, terá de ser em neutro isolado do lado da rede MT. Este tipo de ligação de neutro, provoca que não existam contribuições para a corrente homopolar por parte do PRE, na ocorrência de defeitos com contacto à terra. Na Figura 3.10 apresenta-se o esquema de ligações em componentes simétricas para um defeito monofásico, para a rede da Figura 3.6.

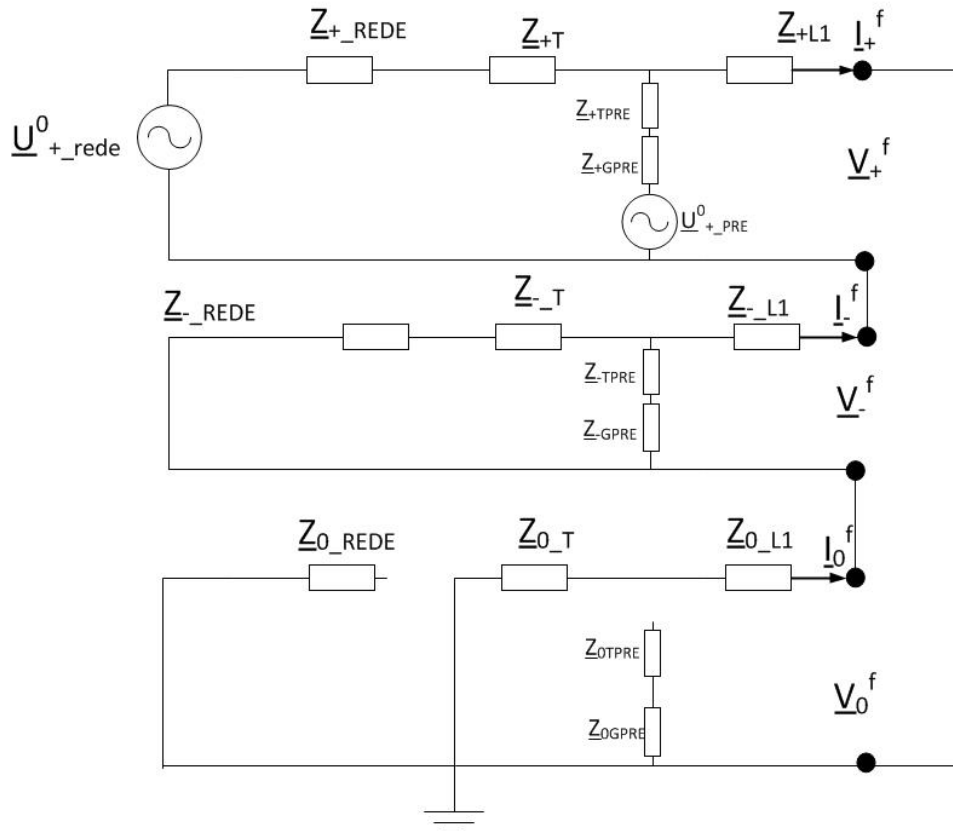


Figura 3.10 - Esquema de ligação: defeito monofásico em componentes simétricas

Em que,

- Z_{+REDE} , Z_{-REDE} , Z_{0REDE} , são as impedâncias da rede equivalente AT, em componentes simétricas, directa, inversa e homopolar (Ω);
- Z_{+T} , Z_{-T} , Z_{0T} , são as impedâncias do transformador da subestação, em componentes simétricas, directa, inversa e homopolar (Ω);
- Z_{+L1} , Z_{-L1} , Z_{0L1} , são as impedâncias da linha MT em componentes simétricas, directa, inversa e homopolar (Ω);
- Z_{+GPRE} , Z_{-GPRE} , Z_{0GPRE} , são as impedâncias do gerador do PRE em componentes simétricas, directa, inversa e homopolar (Ω);
- Z_{+TPRE} , Z_{-TPRE} , Z_{0TPRE} , são as impedâncias do transformador do PRE em componentes simétricas, directa, inversa e homopolar (Ω);
- I^F_{+} , I^F_{-} , I^F_0 , são as correntes de defeito em componentes simétricas, directa, inversa e homopolar (A);
- U^0_{+rede} , U^0_{+PRE} , são as tensões directas antes do defeito (V).

Os defeitos monofásicos são eliminados pela função de Máximo de Intensidade Homopolar Direccional. Verifica-se na Figura 3.10, que a contribuição do PRE para componente homopolar não existe, pelo facto de o transformador de interligação do PRE se encontrar em regime de neutro isolado do lado da rede MT. Conclui-se que ao nível da protecção do painel de saída de linha MT da subestação que não existe impacto para componente homopolar, na ocorrência de um defeito monofásico, com a interligação do PRE na Rede de Distribuição.

O problema da Perda de Sensibilidade ocorre também para defeitos fase-fase, uma vez que existirão contribuições por parte do PRE para a corrente de defeito, provocando a redução da corrente vista pelo relé. Ao nível do valor da corrente, esta será menor quando comparada com os defeitos trifásicos, uma vez que só serão envolvidas duas fases no defeito. Como não existe contribuição para a componente homopolar por parte do PRE, a diferença entre a corrente de defeito, para defeitos fase-fase com e sem terra, não apresenta grande variação, no entanto a corrente nos defeitos fase-fase com terra apresentam um valor ligeiramente superior. O circuito homopolar será só composto pela reactância de neutro do transformador da subestação e pelas capacidades das linhas. Por isso poder-se-á considerar que os impactos entre as correntes de defeito fase-fase com e sem contacto à terra são idênticos. Concluído o estudo do problema da Perda de Sensibilidade, provocado pela interligação do PRE na rede de distribuição, proceda-se agora ao estudo de outro problema, Falsa Actuação da função de protecção MIF.

3.2.2. Falsa actuação da função de protecção Máximo de intensidade de Fase

A interligação do Produtor em Regime Especial (PRE) na Rede de Distribuição poderá provocar o problema da Falsa actuação da protecção de Máximo de Intensidade de Fase (MIF), na situação de defeito numa linha adjacente, à linha Média Tensão (MT) que contém a interligação do PRE, poderá ocorrer a saída da linha sã que contém o PRE. Este problema verifica-se pois a contribuição do PRE para a corrente de defeito, provoca actuação da protecção de MIF para o mesmo tempo de actuação do relé da linha com defeito [25].

Para se estudar o problema da Falsa actuação, recorreu-se à rede para simulação da Figura 3.5, e procede-se à simulação de defeitos na linha 2. A figura 3.11 representa o esquema de análise por fase

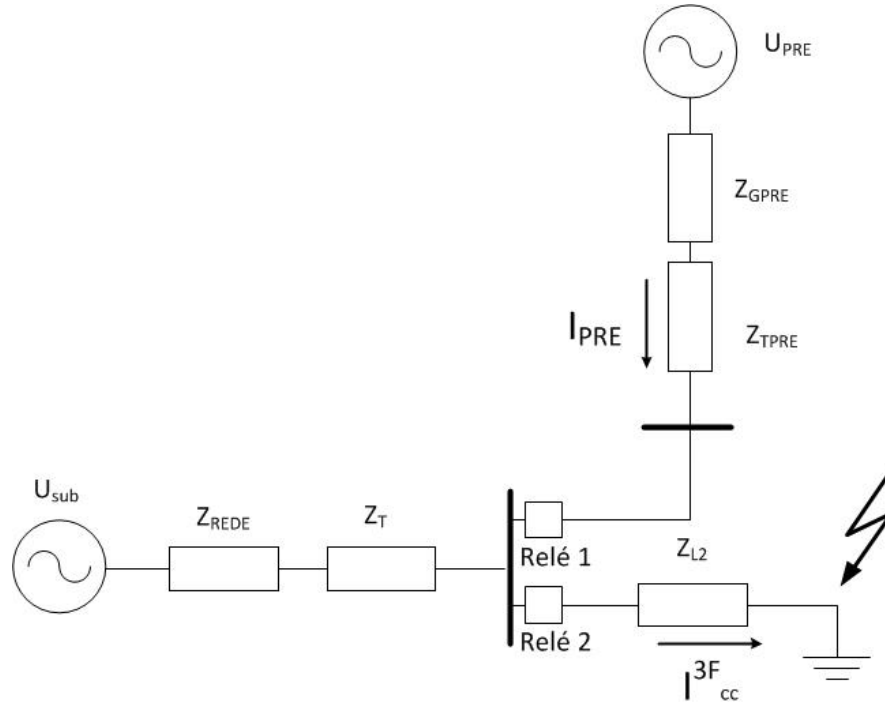


Figura 3.11 - Esquema unifilar da rede de distribuição com PRE e defeito linha adjacente [27]

Em que:

- Z_{REDE} , é a impedância da rede equivalente a montante (Ω);
- Z_T , é a impedância do transformador da subestação (Ω);
- Z_{L2} , é a impedância da linha 2 (Ω);
- Z_{GPRE} , é a impedância do parque eólico (Ω);
- Z_{TPRE} , é a impedância do parque eólico (Ω);
- I_{PRE} , é a contribuição para a corrente de defeito do PRE, corrente vista pelo relé 1 (A);
- I_{cc}^{3F} , é a corrente de defeito trifásico, corrente vista pelo relé 2 (A);
- U_{sub} , U_{PRE} , tensão da subestação e tensão do PRE (V).

Considerando que a impedância da subestação, $Z_s = Z_{REDE} + Z_T$, e a impedância equivalente do PRE será $Z_{PRE} = Z_{GPRE} + Z_{TPRE}$. A corrente vista pelo relé de protecção 2 é apresentada na equação 3.9. A corrente de defeito é igual a corrente vista pelo relé 2, podendo ser obtida pela equação 3.9, considerando $U_{sub} = U_{PRE} = U$:

$$I_{relé\ 2} = I_{cc}^{3F} = \frac{U}{\frac{Z_s \times Z_{PRE}}{Z_s + Z_{PRE}} + Z_{L2}} \quad (3.9)$$

A corrente com que o PRE contribuiu para o defeito, corrente esta vista pelo relé 1, pode ser determinada pela na equação 3.10,

$$I_{relé\ 1} = I_{PRE} = \frac{U}{Z_{L2} + Z_{PRE} \times \left(1 + \frac{Z_{L2}}{Z_s}\right)} \quad (3.10)$$

Considerando-se a impedância equivalente da subestação, Z_s , como constante, representa-se na Figura 3.12 a influência da variação da impedância da linha consoante a distância de defeito e a que a impedância do PRE provoca na contribuição do PRE para a corrente de curto-circuito.

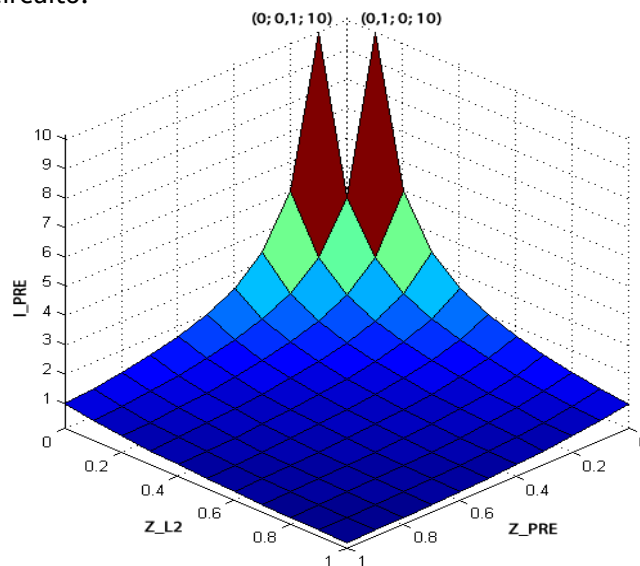


Figura 3.12 - Contribuição do PRE para a corrente de defeito, em função da distância de defeito na linha 2 e da capacidade do PRE

Por análise da Figura 3.12, verifica-se que o problema da Falsa Actuação apresenta maior probabilidade de ocorrer para defeitos próximos da subestação, Z_{L2} pequeno, e para capacidade de geração elevadas e interligado próximo da subestação, Z_{PRE} pequeno, uma vez que a contribuição do PRE para a corrente de defeito é mais elevada. O impacto para defeitos assimétricos é idêntico ao estudado na secção 3.2.1 do capítulo 3.

3.3. Resumo

Neste capítulo verificou-se que a integração do PRE na rede de distribuição conduz a desafios técnicos ao nível do Sistema de Protecção. Os problemas identificados foram a Perda de Sensibilidade e Falsa Actuação da função de protecção de Máximo de Intensidade de Fase do painel de saída de linha da subestação. Da análise efectuada, verificou-se que na situação defeito na linha que contém a interligação do Produtor em Regime Especial (PRE), o aumento da distância a que se dá o defeito e capacidade do PRE e interligada próxima da subestação, conduzem à redução da corrente vista pelo relé de protecção. O pior caso verifica-se para defeitos próximos das cargas, capacidades do PRE máxima e interligada próxima da subestação. Relativamente ao valor da corrente no ponto de defeito, apresenta maior valor para elevadas capacidades do PRE e defeitos próximos da subestação. O problema da Falsa Actuação da MIF apresenta maior probabilidade de se verificar para defeitos próximos da subestação e para elevadas capacidades do PRE interligado próximo da subestação.

Neste capítulo analisou-se também, o comportamento de geradores de indução e geradores síncronos na situação de defeito, concluindo-se que os síncronos apresentam um maior impacto na corrente de defeito, uma vez que contribuem de forma sustentada para a corrente de defeito. Relativamente a defeitos monofásicos verificou-se que com o regime de neutro isolado por parte do PRE não existem impactos na actuação do relé da subestação, pois não há contribuição para corrente homopolar pelo PRE.

Capítulo 4

Integração do Produtor em Regime Especial na Rede de Distribuição de Média Tensão: Identificação dos Desafios em CAPE Software

Neste capítulo serão identificados e verificados os problemas do sistema de protecção do painel de saída de linha média tensão da subestação, aquando da interligação do Produtor em Regime Especial (PRE), com recurso ao CAPE Software [29]. Os problemas identificados Perda de Sensibilidade, e Falsa Actuação da função de Máximo de Intensidade de Fase serão verificados por simulação em CAPE Software. Procede-se também ao estudo do impacto da distância de defeito na linha, capacidade do PRE, localização da interligação do PRE e do tipo de defeito nas correntes vistas pelos relé de protecção e na corrente de defeito, além de se identificar as condições que provocam um maior impacto no Sistema de Protecção.

4.1. Rede Modelizada para a Verificação dos Desafios no Sistema de Protecção

Para a verificação dos desafios técnico do Sistema de Protecção da subestação da Rede de Distribuição, nomeadamente do painel de saída de linha de Média Tensão (MT), com a integração do Produtor em Regime Especial (PRE) eólica, foi modelizada a rede para simulações, apresentada na Figura 4.1.

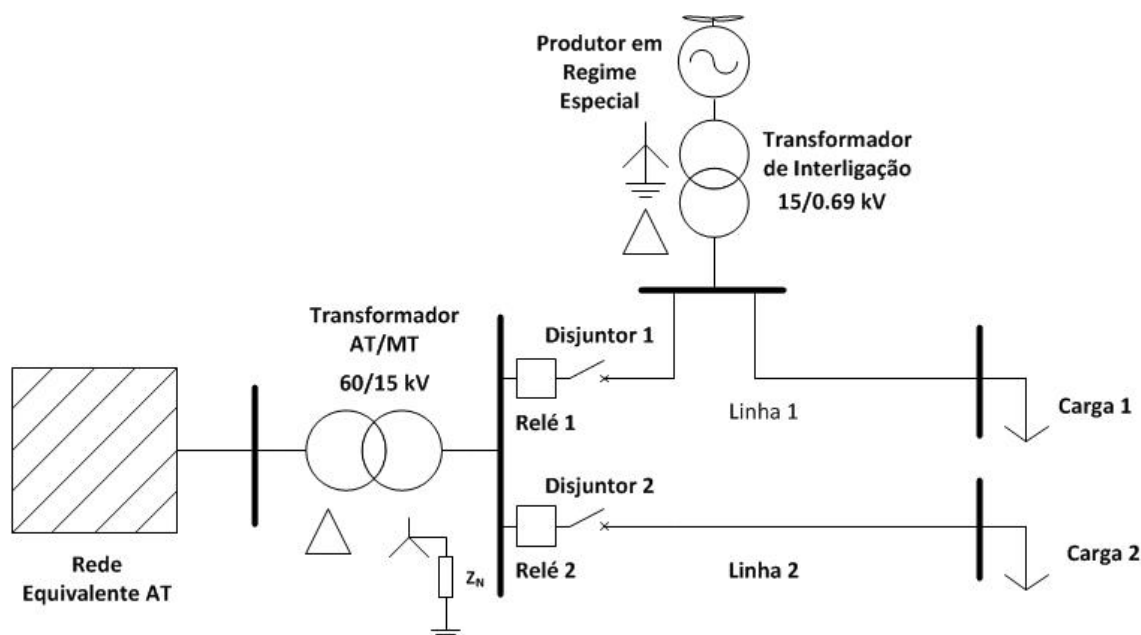


Figura 4.1 - Esquema unifilar da rede para as simulações

A rede para simulações é constituída, por uma rede equivalente Alta Tensão (AT), a qual se encontra ligada à subestação AT/MT, responsável pelo abaixamento da tensão de 60 kV para 15 kV. O transformador da Subestação apresenta um regime de neutro, com reactância limitadora de neutro, do lado da média tensão, modelizado por Z_N . Na subestação AT/MT, existem duas saídas de linha MT, linha 1 e linha 2, em que na linha 1 se encontra interligada o Produtor em Regime Especial (PRE) Eólico. No fim de cada uma das linhas MT, existem duas cargas, carga 1 e carga 2. Relativamente ao PRE, este é constituída por um aerogerador, que para este trabalho foi considerado um gerador síncrono, interligado à rede através de um transformador elevador de tensão, Transformador de interligação, de 690 V para 15 kV. O regime de neutro do transformador, é ligado à Rede de Distribuição de MT em neutro isolado. Os Parâmetros dos elementos da rede são apresentados no Anexo B.

Relativamente ao sistema de protecção é constituído pelos relés do painel de saída de linha MT, relé 1 e relé 2, e respectivo aparelho mecânico de corte disjuntor 1 e 2. Apesar de não representado na Figura 4.1, o Sistema de Protecção é constituído, pelos dos Transformadores de medida, de corrente (TI) e de tensão (TT), responsáveis por adquirem da rede as medidas de valores para os relés. No Anexo C são apresentadas as parametrizações, da função de protecção de Máximo de Intensidade de Fase, dos relés.

4.2. Avaliação dos Resultados Obtidos em CAPE Software

Nesta secção avalia-se a diferença obtida entre os valores teóricos da corrente de defeito e do valor de corrente obtido pela simulação em CAPE Software, Anexo D. Procedeu-se à simulação de um defeito no fim da linha 1, para a rede apresentada na Figura 4.2, constituída pela subestação Alta Tensão (AT) para Média Tensão (MT) e respectiva rede equivalente AT.

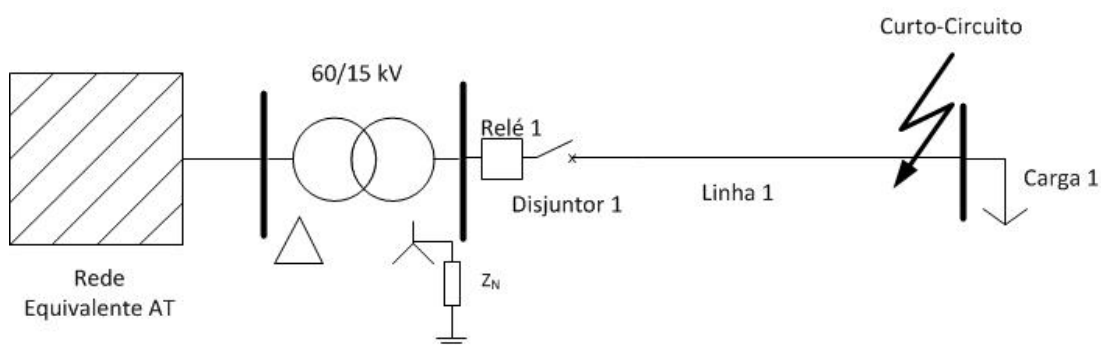


Figura 4.2 - Rede de Média Tensão sem interligação do Produtor em Regime Especial Eólico utilizada na simulação.

Os parâmetros para a rede de simulação são apresentados no Anexo B, o esquema unifilar para a análise de curto circuitos é o apresentado na Figura 4.3:

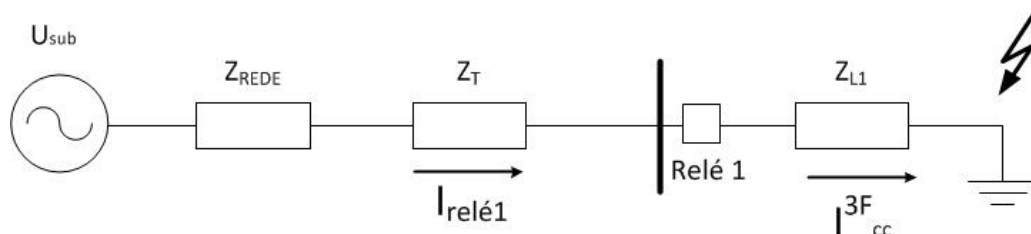


Figura 4.3 - Esquema unifilar da rede de distribuição sem PRE [27]

A expressão para a determinação da corrente de defeito, nesta situação apresenta-se como a corrente vista pelo relé 1, $I_{relé1}$,

$$I_{cc} = I_{relé1} = \frac{U}{Z_{eq}} = \frac{U_{sub}}{\sqrt{3} \times (Z_{REDE} + Z_T + Z_{L1})} \quad (4.1)$$

O valor da impedância da rede por fase, (Z_{REDE}), referida à tensão de 60kV é:

$$Z_{REDE(Na\ base\ 60kV)} = 3,0877 + j7,7192\ (\Omega) \quad (4.2)$$

O cálculo com maior detalhe apresenta-se no Anexo B. Para uma tensão de base de 15 kV então,

$$Z_{REDE(referida\ a\ 15kV)} = Z_{REDE(referida\ a\ 60kV)} \times \left(\frac{U_{b_{15kV}}}{U_{b_{60kV}}} \right)^2 = 0,1930 + j0,4825\ \Omega \quad (4.3)$$

Em que $U_{b_{15kV}}$ é a tensão de base de 15kV e $U_{b_{60kV}}$ é a tensão de base de 60kV. A impedância da linha MT com comprimento de 25 km é:

$$\underline{Z}_{linha1(referida\ a\ 15kV)} = R + jX_L = 6,325 + j2,905\ \Omega \quad (4.4)$$

Por fim a impedância de fugas do transformador, referida a 15 kV é

$$\underline{Z}_T = jX_f(referida\ a\ 15kV) = j0,05 \times \frac{(U_{b_{15kV}})^2}{S_N} = j0,0563\ \Omega \quad (4.5)$$

Em que $U_{b_{15kV}}$ é a tensão de base de 15 kV, S_N é a potencia nominal do transformador. Obtidos os valores das impedâncias que contribuem para o defeito calcula-se a respectiva corrente, em módulo, através da Equação 4.1 resultando:

$$I_{cc} = I_{relé1} = \left| \frac{15 \times 10^3 \angle 0^\circ}{\sqrt{3} \times ((0,1930 + j0,4825) + (6,325 + j2,905) + j0,0563)} \right| = 1136,3\ A \quad (4.6)$$

O valor da corrente de defeito obtido da simulação em CAPE Software foi:

$$I_{cc_CAPE} = 1083,79\ A \quad (4.7)$$

Verifica-se uma diferença entre o valor teórico da corrente de defeito e o valor obtido pela simulação em CAPE Software. A diferença entre o valor teórico, calculado através da Equação 4.1, e o valor obtido pelo CAPE Software é de cerca de 5 A. Esta diferença de valor deve-se às considerações feitas para os componentes da rede, apresentada no Anexo B, de componentes por fase para componentes simétricas. No entanto, o erro introduzido pelo CAPE Software é inferior a 4,6%, pelo que se pode considerar válidas as considerações para a rede e os resultados das simulações fornecidos pelo CAPE Software.

4.3. Problemas nas Funções de Protecção das linhas Média Tensão com a Integração do Produtor em Regime Especial: Validação das Protecções de Saída da Subestação

A integração de um Produtor em Regime Especial (PRE) Eólico na Rede de Distribuição apresenta desafios para os Sistemas de Protecção actualmente em vigor nas Subestações. A introdução de novos pontos injectores na Rede de Distribuição de Média Tensão (MT), que poderá provocar a alteração das correntes em situações de defeitos nas linhas de Média Tensão, uma vez que o PRE contribui para as correntes de defeito. A contribuição do PRE poderá provocar uma diminuição da corrente vista pelo relé do painel de saída de linha de MT da Subestação. Inicialmente procede-se à verificação da actuação da função de protecção Máximo de Intensidade de Fase (MIF) numa saída de linha MT, sem interligação do PRE. Para a

verificação da MIF será simulado um defeito trifásico franco, para várias distâncias da linha MT.

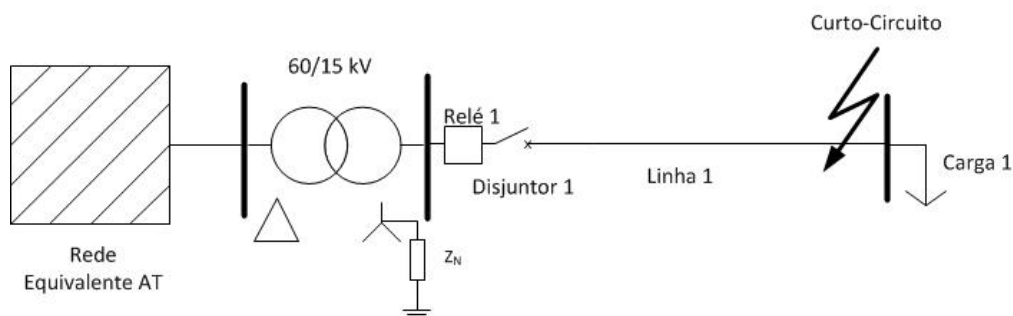


Figura 4.4 - Rede de distribuição para simulação, em CAPE Software, sem introdução do PRE

Na Figura 4.4 é representada a rede para simulação, sem a introdução do PRE, constituída pela rede equivalente Alta Tensão (AT) a montante da subestação, transformador da subestação, uma linha MT, linha 1, e uma carga. Relativamente ao sistema de protecção são apresentados o dispositivo de protecção (Relé 1) e o órgão mecânico de corte disjuntor (Disjuntor 1). Os parâmetros dos elementos da rede encontram-se especificados no Anexo B e a parametrização da protecção MIF do relé de protecção apresentado no Anexo C. Simulando-se, em CAPE Software, um defeito trifásico simétrico franco, para várias distâncias dos 25 km da linha 1, em passos de 10% da distância, resultaram os valores das correntes de defeito e o tempo de eliminação do defeito, apresentados na Tabela 4.1. As correntes vistas pelo relé são apresentadas apenas para uma das fases com defeito, uma vez que o defeito é trifásico simétrico, a corrente de defeito apresenta o mesmo valor nas três fases. O tempo de operação apresentado na Tabela 4.1, é apresenta-se acrescido de 0,03 segundos, relativamente à tempo de operação da parametrizado na função de protecção do Relé. Este acréscimo de tempo, de 0,03 segundos, deve-se ao tempo de aquisição do valor de corrente pelo TI, mais o tempo de actuação do dispositivo de protecção, transmissão do sinal de comando para o disjuntor e o tempo de abertura do disjuntor.

48 Integração do Produtor em Regime Especial na Rede de Distribuição de Média Tensão:
Identificação dos Desafios em CAPE Software

Tabela 4.1 - Corrente de vista pelo relé 1 e tempo de operação e nível de Protecção obtidos pela simulação em CAPE Software

Defeito	Localização Defeito		Corrente vista pelo	Tempo de Operação	Nível de
	(%)	(km)	Relé 1 (A)	(s)	Protecção
A	0%	0	5309,82	0,13	I>>>
B	10%	2,5	4134,26	0,13	I>>>
C	20%	5	3251,7	0,13	I>>>
D	30%	7,5	2638,27	0,13	I>>>
E	40%	10	2204,45	0,13	I>>>
F	50%	12,5	1886,81	0,13	I>>>
G	60%	15	1646,19	0,13	I>>>
H	70%	17,5	1458,46	0,53	I>>
I	80%	20	1308,31	0,53	I>>
J	90%	22,5	1185,7	0,53	I>>
K	100%	25	1083,79	0,53	I>>

Na Figura 4.5 é apresentada a curva característica da MIF obtida em CAPE Software, e os defeitos simulados, verificando-se que todos os defeitos provocam a actuação da protecção MIF.

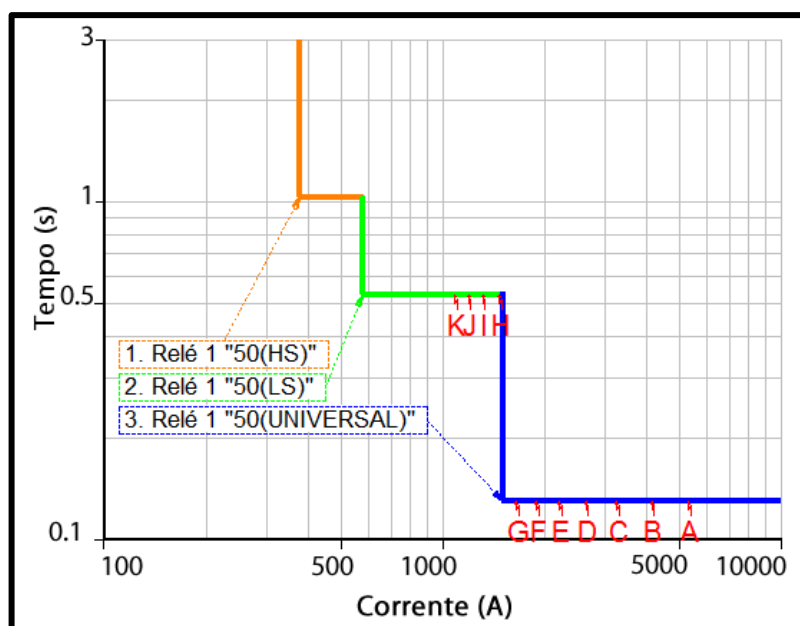


Figura 4.5 - Curva característica da função de protecção MIF e respectivos pontos de actuação para os defeitos simulados em CAPE Software

Na Figura 4.5, apresenta-se a parametrização da função de Máximo de Intensidade de Fase (MIF) do relé 1, em que 50(HS), representa o primeiro escalão de actuação da MIF, I>, 50(LS), representa o segundo escalão de actuação da MIF, I>>, e 50(UNIVERSAL), representa o terceiro escalão de actuação da MIF, I>>>. Os defeitos A a K representam, a simulação de defeitos trifásicos simétricos francos, para várias distâncias da linha 1. Verifica-se que a eliminação do defeito, por actuação do terceiro escalão da função de protecção de MIF do relé 1 (I>>>) com temporização de 0,13 segundos, para os defeitos A a G. Os defeitos H a K são eliminados pelo segundo escalão da função de protecção MIF do relé 1 (I>>) e com uma temporização de 0,53 segundos. Procede-se agora à simulação, em CAPE Software, de defeitos fase-fase sem contacto à terra, nas condições e para a rede de simulação da Figura 4.4. Na Tabela 4.2 apresentam-se os resultados da simulação em CAPE Software.

Tabela 4.2 - Corrente de vista pelo relé 1 e tempo de operação e nível de Protecção obtidos pela simulação em CAPE Software para defeitos fase-fase sem contacto à terra, na situação de o PRE não interligada à Rede de Distribuição

Defeito	Localização		Corrente vista pelo Relé 1 (A)	Tempo de Operação (s)	Nível de Protecção
	Defeito				
	(%)	(km)			
A	0%	0	4598,44	0,13	I>>>
B	10%	2,5	3580,37	0,13	I>>>
C	20%	5	2816,05	0,13	I>>>
D	30%	7,5	2284,81	0,13	I>>>
E	40%	10	1909,11	0,13	I>>>
F	50%	12,5	1634,03	0,13	I>>>
G	60%	15	1425,64	0,53	I>>
H	70%	17,5	1263,06	0,53	I>>
I	80%	20	1133,03	0,53	I>>
J	90%	22,5	1026,84	0,53	I>>
K	100%	25	938,59	0,53	I>>

Verifica-se da simulação de defeitos fase-fase, que todos os defeitos são eliminados por actuação da função de protecção MIF do painel de saída de linha MT da Subestação. Os defeitos A a F são eliminados por actuação do terceiro escalão da MIF e os defeitos G a K para o segundo escalão de actuação da MIF. Após a obtenção das correntes vistas pelo relé 1, na ocorrência de defeitos trifásicos e fase-fase, para a situação de funcionamento sem PRE,

podemos proceder à verificação das funções de protecção com a introdução do PRE eólica na rede de Distribuição.

4.4. Problema da Perda de Sensibilidade

A interligação do Produtor em Regime Especial (PRE) na Rede de Distribuição provoca uma contribuição para a corrente de defeito, na situação de defeito na linha de Média Tensão (MT) que contém a interligação do PRE, como verificando na secção 3.2.1 do capítulo 3. A contribuição do PRE para o defeito provoca uma redução da contribuição da subestação para a corrente de defeito, corrente vista pelo relé 1. A redução da corrente medida pelo relé 1 poderá ser de tal ordem que provoque o problema da Perda de Sensibilidade da função de Máximo de Intensidade de Fase do relé do painel de saída de linha MT da Subestação.

4.4.1. Sistema de Protecção do Pannel de Saída de Linha Média Tensão da Subestação

Para verificar o problema da Perda de Sensibilidade da função de Máximo de Intensidade de Fase (MIF), procede-se à simulação de defeitos trifásicos francos a várias distâncias dos de 25 km da linha 1, em passos de 10% da distância. A rede para a simulação deste problema é a ilustrada na Figura 4.6. Os parâmetros dos componentes da rede apresentam-se no Anexo B.

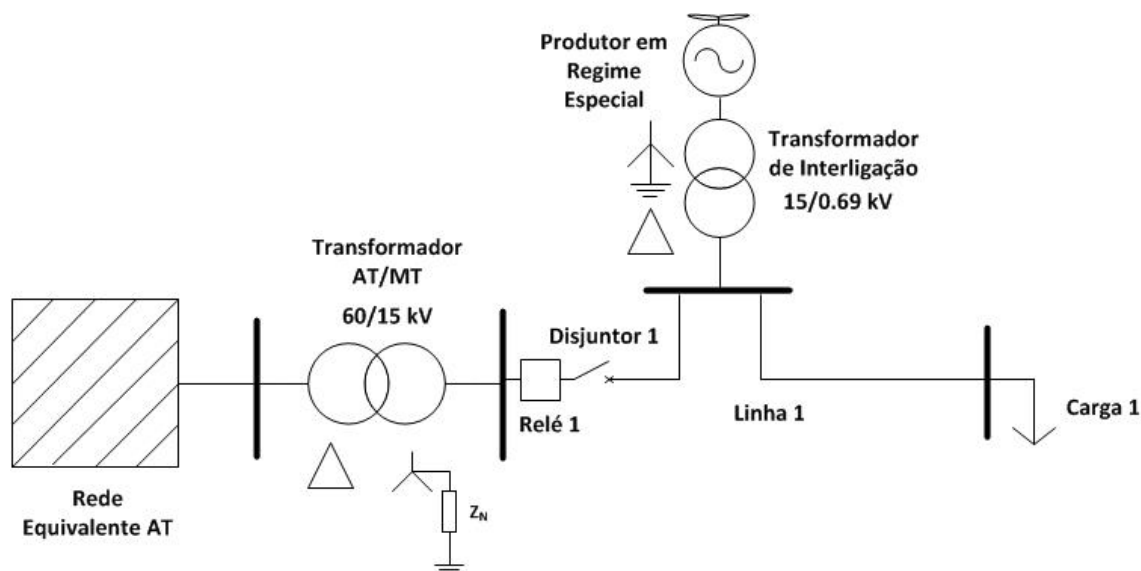


Figura 4.6 - Rede para simulação do Problema da Perda de Sensibilidade

As simulações serão realizadas para Produtores em Regime Especial (PRE) de capacidade 2,2MVA e 6MVA, com o objectivo de verificar a influência da capacidade do PRE, na corrente vista pelo relé de protecção. Optou-se apenas verificar para geradores síncronos, uma vez que estes são os que apresentam maior impacto na corrente de defeito, como verificado na Secção 3.1 do capítulo 3.

i). Gerador Síncrono 2,2MVA

Para a verificação do problema da Perda de Sensibilidade, procede-se à simulação, em CAPE Software, de 10 defeitos trifásicos simétricos franco, em passos de 10% da distância dos 25 km da linha 1, e considerando o Produtor em Regime Especial (PRE) interligado à Rede de Distribuição próxima da Subestação e com um gerador síncrono de capacidade de 2,2 MVA. Os resultados da simulação em CAPE Software são apresentados na Tabela 4.3

Tabela 4.3 - Corrente de vista pelo relé 1 e tempo de operação e nível de Protecção obtidos pela simulação em CAPE Software, para defeito Trifásico e capacidade do PRE de 2.2MVA

Defeito	Localização Defeito		Corrente vista pelo	Tempo de Operação	Nível de
	(%)	(km)	Relé 1 (A)	(s)	Protecção
A	0%	0	5309,82	0,13	I>>>
B	10%	2,5	4020,57	0,13	I>>>
C	20%	5	3089,92	0,13	I>>>
D	30%	7,5	2468,65	0,13	I>>>
E	40%	10	2041,64	0,13	I>>>
F	50%	12,5	1735,06	0,13	I>>>
G	60%	15	1506,02	0,13	I>>>
H	70%	17,5	1329,13	0,53	I>>
I	80%	20	1188,74	0,53	I>>
J	90%	22,5	1074,79	0,53	I>>
K	100%	25	980,53	0,53	I>>

Verifica-se que com o PRE de capacidade 2,2 MVA, ocorre uma redução da corrente vista pelo relé 1. No entanto, esta redução não provoca o problema de Perda de Sensibilidade da função de Máximo de Intensidade de Fase, para os 10 defeitos simulados, ou seja, os defeitos são eliminados por actuação da função de protecção MIF e com o mesmo tempo de eliminação comparativamente à situação de o PRE não interligado na rede. Na Figura 4.7 apresenta-se a curva característica de actuação da função MIF e do relé da linha 1.

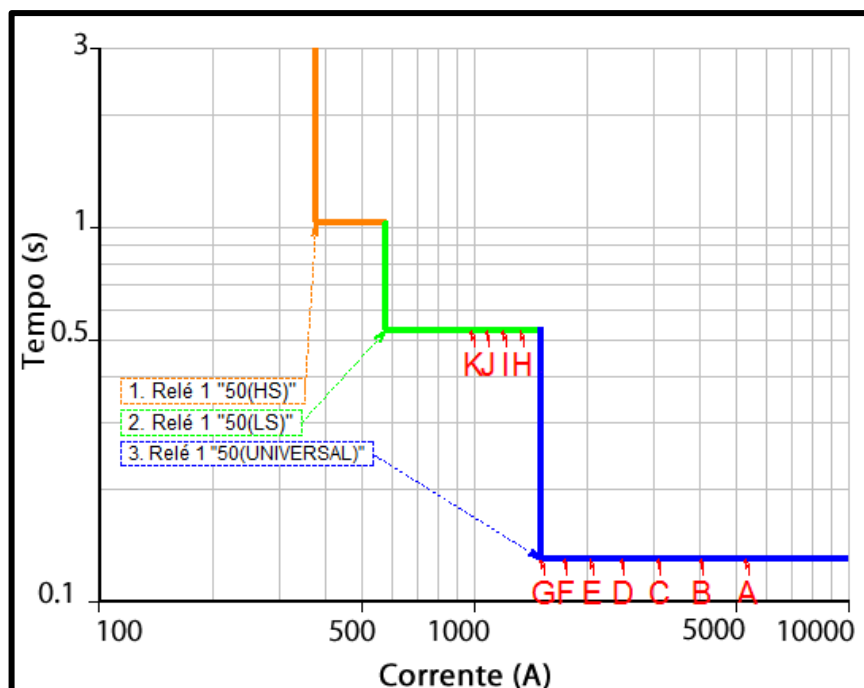


Figura 4.7 - Parametrização do Relé 1 e defeitos na linha de distribuição com PRE de 2.2MVA

Comparando os valores obtidos da corrente de defeito com PRE de 2,2MVA e sem interligação do PRE, verifica-se que ocorre uma redução da corrente vista pelo relé 1. A redução máxima da corrente vista pelo relé 1 apresenta o valor de cerca de 170 A e verifica-se para o defeito trifásico simétrico a uma distância de 7,5 km da Subestação, defeito D. Nesta simulação foi identificado o impacto da interligação do PRE, na corrente vista pelo relé 1, para defeitos trifásicos simétricos francos numa linha MT, com PRE interligada. Estes curtos circuitos são os mais severos a nível da corrente de defeito atingida, nos Regimes de Neutro em vigor em Portugal, que é o regime de neutro com reactância limitadora de neutro. O regime de neutro condiciona as correntes, na situação de um defeito monofásico a cerca de 300 A para linhas aéreas e 1000 A para redes subterrâneas. Pelo que a protecção MIF não é responsável pela sua eliminação. No entanto para a situação de defeitos fase-fase com e sem terra a função de MIF é responsável pela sua eliminação.

Com o objectivo de se verificar o Problema da Perda de Sensibilidade para defeitos assimétricos procede-se à simulação, em CAPE Software, de 10 defeitos fase-fase com terra e 10 defeitos fase-fase sem terra em passos de 10% da distância da linha 1. A rede para simulação é a mesma utilizada na simulação de defeitos trifásicos, Figura 4.6. Na Tabela 4.4 são apresentados os resultados da simulação com PRE de capacidade 2,2 MVA e interligado à rede próximo da subestação.

Tabela 4.4 - Resultado da Simulação do problema de Perda de Sensibilidade, para defeitos fase-fase, Capacidade do PRE de 2,2MVA

Defeito	Localização Defeito		Corrente vista pelo	Tempo de Operação	Nível de
	(%)	(km)	Relé 1 (A)	(s)	Protecção
A	0%	0	4598,44	0,13	I>>>
B	10%	2,5	3481,91	0,13	I>>>
C	20%	5	2675,95	0,13	I>>>
D	30%	7,5	2137,92	0,13	I>>>
E	40%	10	1768,12	0,13	I>>>
F	50%	12,5	1502,6	0,13	I>>>
G	60%	15	1304,25	0,53	I>>
H	70%	17,5	1151,06	0,53	I>>
I	80%	20	1029,48	0,53	I>>
J	90%	22,5	930,79	0,53	I>>
K	100%	25	849,16	0,53	I>>
L	0%	0	4605,3	0,13	I>>>
M	10%	2,5	3484,02	0,13	I>>>
N	20%	5	2682,95	0,13	I>>>
O	30%	7,5	2147,73	0,13	I>>>
P	40%	10	1779,66	0,13	I>>>
Q	50%	12,5	1515,28	0,13	I>>>
R	60%	15	1317,69	0,53	I>>
S	70%	17,5	1165,06	0,53	I>>
T	80%	20	1043,89	0,53	I>>
U	90%	22,5	945,5	0,53	I>>
V	100%	25	864,05	0,53	I>>

Os defeitos de A a K representam as simulações de defeitos fase-fase sem terra e os defeitos L a V representam a simulação de defeitos fase-fase com terra, para os 25 km da linha 1 e em passos de 10% do comprimento da linha 1. Verifica-se a redução da corrente vista pelo relé 1, comparativamente à simulação do defeito fase-fase sem PRE interligado na rede, secção 4.3 do capítulo 4. A máxima redução da corrente vista pelo relé 1, ocorre para o defeito fase-fase a 7,5 km da subestação, defeito D e defeito O, analogamente à simulação de defeitos trifásicos, mas com uma redução de valor da corrente de cerca de 150A. Esta menor redução deve-se ao facto de em defeitos fase-fase a corrente de defeito atingir um valor máximo inferior, relativamente aos defeitos trifásicos, pelo menor número de fases envolvidas no defeito. Apesar da redução da corrente vista pelo relé 1, não se verificou o problema da Perda de Sensibilidade, para defeitos fase-fase com e sem contacto à terra, e com o PRE constituída por um gerador síncrono de 2,2MVA. De referir, que os defeitos fase-

fase com contacto à terra apresentam um valor superior da corrente medida pelo relé, relativamente aos defeitos fase-fase sem contacto à terra, com valor máximo de cerca de 15 A. Esta pequena variação de valor, deve-se à malha homopolar, originada pelo contacto à terra, que depende do Regime de Neutro do transformador da subestação e do PRE, e das capacidades à terra das linhas MT. No entanto, como o PRE não contribui para a corrente homopolar, uma vez que se apresenta em Regime de Neutro isolado [14]. A subestação apresenta um regime de neutro com reactância limitadora, com o objectivo de limitar a corrente de defeitos monofásicos a 300 A, para linhas aéreas [18]. A variação da corrente de defeito não apresentará grande variação entre defeitos fase-fase com e sem contacto à terra.

Na simulação seguinte, com o PRE de capacidade de 6MVA, não será efectuado o estudo para defeitos fase-fase com contacto à terra. A simulação para defeitos monofásicos com contacto à terra também não se justifica, pois não existem impactos na actuação do relé 1 da subestação, uma vez que não se verificam contribuições para a corrente homopolar, aquando da interligação do PRE à Rede de Distribuição, tal como se concluiu na secção 3.2.1 do capítulo 3. Seguidamente será efectuado o estudo do Problema da Perda de Sensibilidade da função de MIF de saída de linha MT da subestação, com uma capacidade de geração de 6 MVA do PRE.

ii). Gerador Síncrono 6MVA

Realizando-se a simulação, em CAPE Software, de 10 defeitos trifásicos simétricos francos, em passos de 10% da distância da linha 1 e com o PRE interligado próximo da subestação e com um gerador síncrono de capacidade de 6MVA, são apresentados na Tabela 4.5, os resultados das simulações.

Tabela 4.5 - Resultado da Simulação, em CAPE Software, do problema Perda de Sensibilidade para defeitos Trifásicos Simétricos, Capacidade do PRE de 6MVA

Defeito	Localização Defeito		Corrente vista pelo	Tempo de Operação	Nível de
	(%)	(km)	Relé 1 (A)	(s)	Protecção
A	0%	0	5309,82	0,13	I>>>
B	10%	2,5	3768,61	0,13	I>>>
C	20%	5	2758,75	0,13	I>>>
D	30%	7,5	2139,77	0,13	I>>>
E	40%	10	1736,99	0,13	I>>>
F	50%	12,5	1457,9	0,53	I>>
G	60%	15	1254,39	0,53	I>>
H	70%	17,5	1099,93	0,53	I>>
I	80%	20	978,91	0,53	I>>
J	90%	22,5	881,64	0,53	I>>
K	100%	25	801,81	0,53	I>>

Verifica-se uma redução da corrente vista pelo relé 1, mais acentuada relativamente à simulação com o gerador síncrono de 2,2 MVA. A máxima redução da corrente vista pelo relé 1 apresenta o valor de cerca de 500 A, relativamente à simulação sem PRE, para um defeito a cerca de 7,5 km da subestação na linha 1, defeito D. A redução da corrente vista pelo relé 1 provoca o problema da Perda de Sensibilidade da função de protecção de Máximo de Intensidade de Fase do relé 1. A Perda de Sensibilidade ocorre para os defeitos a 12,5 km e 15 km da subestação, defeitos F e G. Na simulação do defeito trifásico sem a interligação do PRE, os defeitos até 15 km eram eliminados pelo terceiro escalão de protecção da MIF, que apresenta uma regulação de 1500 A e um tempo de operação de eliminação de defeito de 0,13 segundos. Com a interligação do PRE de capacidade de 6MVA, verifica-se que a contribuição do PRE para o defeito, provoca que os defeitos F e G sejam eliminados pelo segundo escalão da MIF e para uma temporização de 0.53 segundos, Figura 4.8. Esta situação provoca, para os defeitos F e G, um aumento do tempo da eliminação do defeito, sujeitando os condutores a maiores esforços electrodinâmicos, devido a aumento da corrente de defeito, e durante um tempo superior.

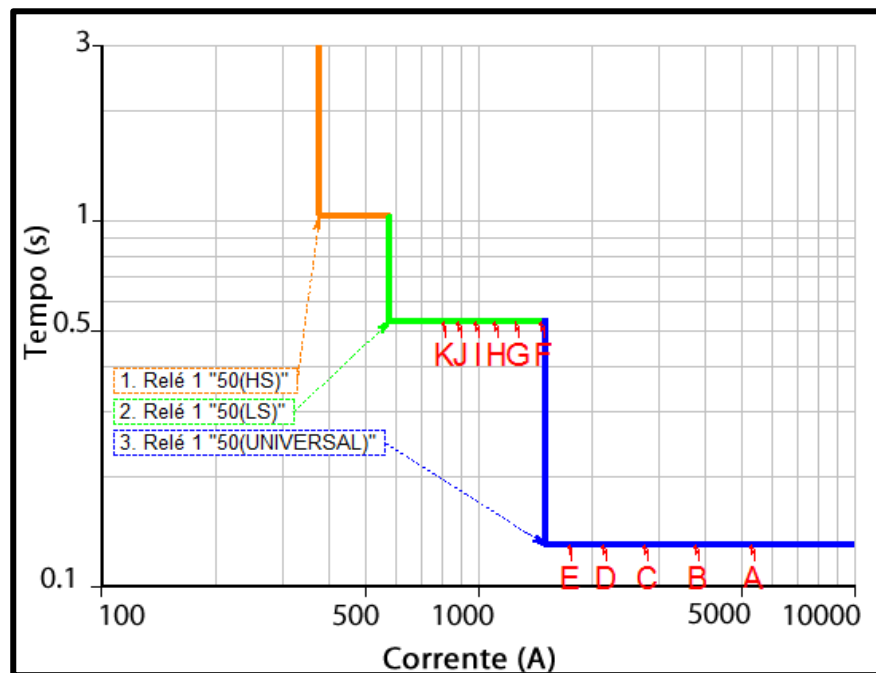


Figura 4.8 - Parametrização do Relé 1 e defeitos na linha de distribuição com PRE de 6 MVA

Identificado e verificado o problema da Perda de Sensibilidade para defeitos trifásicos simétricos, para o PRE interligado próximo da subestação e com capacidade de 6MVA, efectuou-se a análise para defeitos fase-fase, nas condições da simulação de defeitos trifásicos. Na Tabela 4.6, são apresentados o resultado da simulação em CAPE Software, correntes e tempo de operação da função de protecção MIF do relé 1.

Tabela 4.6 - Resultado da Simulação do Problema de Perda de Sensibilidade, para defeitos fase-fase, Capacidade do PRE de 6MVA

Defeito	Localização Defeito		Corrente Defeito nas Fases (A)	Tempo de Operação (s)	Nível de Protecção
	(%)	(km)			
A	0%	0	4598,44	0,13	I>>>
B	10%	2,5	3263,71	0,13	I>>>
C	20%	5	2389,15	0,13	I>>>
D	30%	7,5	1853,09	0,13	I>>>
E	40%	10	1504,28	0,13	I>>>
F	50%	12,5	1262,58	0,53	I>>
G	60%	15	1086,34	0,53	I>>
H	70%	17,5	952,57	0,53	I>>
I	80%	20	847,76	0,53	I>>
J	90%	22,5	763,52	0,53	I>>
K	100%	25	694,39	0,53	I>>

Verifica-se da simulação dos defeitos fase-fase sem contacto à terra, defeito A a K, o problema da Perda de Sensibilidade da função de protecção de MIF do relé 1. A redução de Sensibilidade ocorre para os defeitos a distâncias de 12,5 e 15 km, defeito F e G. Nas secções seguintes serão analisados os impactos da capacidade do PRE, distância de defeito, localização da interligação do PRE e tipo de defeito na redução da corrente vista pelo relé 1, e consequente verificação do problema da Perda de Sensibilidade.

4.4.2. Impacto da Capacidade do Produtor em Regime Especial e da Distância do Defeito

Como se verificou nas simulações da secção 4.4.1 do capítulo 4, o aumento da distância a que ocorre o defeito na linha de Média Tensão (MT), provoca a diminuição da corrente vista pelo relé 1, resultante da maior impedância da linha que contribui para o defeito. Relativamente à capacidade do Produtor em Regime Especial (PRE), verificou-se quanto maior a sua capacidade, menor a corrente vista pelo relé de protecção, devido à redução da contribuição da subestação para o defeito pela do PRE. Na Figura 4.9, apresenta-se o estudo do impacto da capacidade do PRE e da distância do defeito no problema da Perda de Sensibilidade. Para o estudo considerou 3 situações, sem PRE interligado na rede, com PRE de capacidade de 2,2 MVA e de capacidade de 6 MVA, interligado próximo da subestação, e para defeitos trifásicos simétricos francos entre os 0 e os 25 km da linha 1.

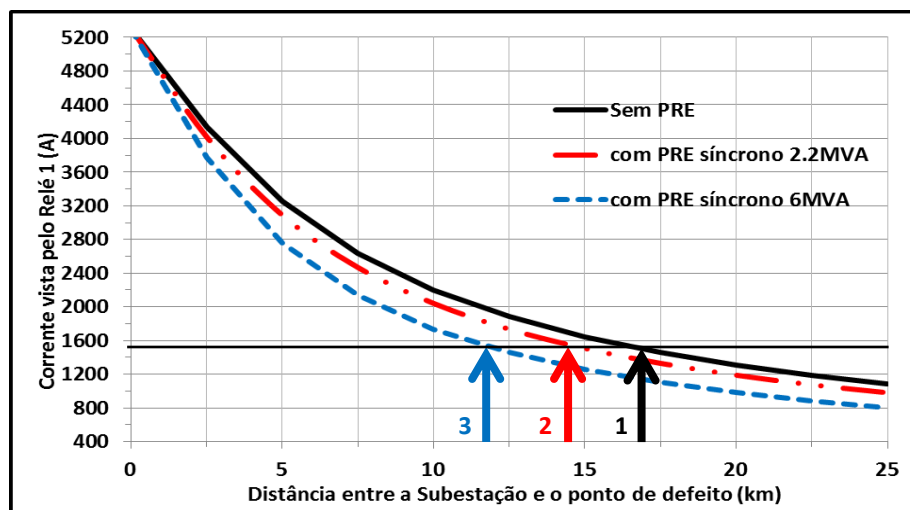


Figura 4.9 - Impacto na corrente vista pelo relé 1 em função da distância de defeito

Verifica-se, na Figura 4.9, que o aumento da capacidade do PRE provoca a redução da corrente vista pelo relé de protecção da subestação. A função de protecção de Máximo de Intensidade de Fase (MIF) actua, para o terceiro escalão de actuação, correntes mínimas de actuação de 1500 A e uma temporização de 0,1 segundos. A corrente vista pelo relé 1 para defeitos trifásicos simétricos e sem PRE interligado na Rede de Distribuição é representada pela curva a preto, da qual se verifica que defeitos até cerca de 17 km são eliminados pelo terceiro escalão de actuação da MIF.

Na situação do PRE interligado à rede e com capacidade de 2,2 MVA, curva a vermelho, verifica-se a redução da corrente vista pelo relé 1 e que a actuação do terceiro escalão da MIF, para defeitos trifásicos simétricos francos até cerca de 14 km da linha 1. Para a interligação de PRE de capacidade de 2,2 MVA o problema da Perda de Sensibilidade verifica-se para defeitos que ocorram entre os 14 e 17 km, defeitos que eram eliminados pelo terceiro escalão de actuação sem o PRE interligado na rede, passando agora a ser eliminados pelo segundo escalão de actuação e com temporização de 0,5 segundos.

Na situação do PRE interligado à rede de capacidade de 6MVA, curva a azul, verifica-se a maior redução da corrente vista pelo relé. O problema da Perda de Sensibilidade é mais severo neste caso, uma vez que o terceiro escalão de actuação da MIF só actua para defeitos trifásicos simétricos que ocorram até distancia máxima de cerca de 12km. Podemos concluir que capacidade de PRE mais elevadas provocam um maior impacto no problema da Perda de Sensibilidade, uma vez que para defeitos trifásicos na linha 1, este problema verifica-se para PRE de capacidade de 2,2 MVA para um intervalo de cerca de 3 km e para o PRE de 6MVA o intervalo de distância apresenta-se de 5 km. Na Figura 4.10, verifica-se a contribuição do PRE para defeitos trifásicos simétricos francos na linha 1, com o PRE interligado próximo da subestação e de capacidades de 2,2 e 6 MVA.

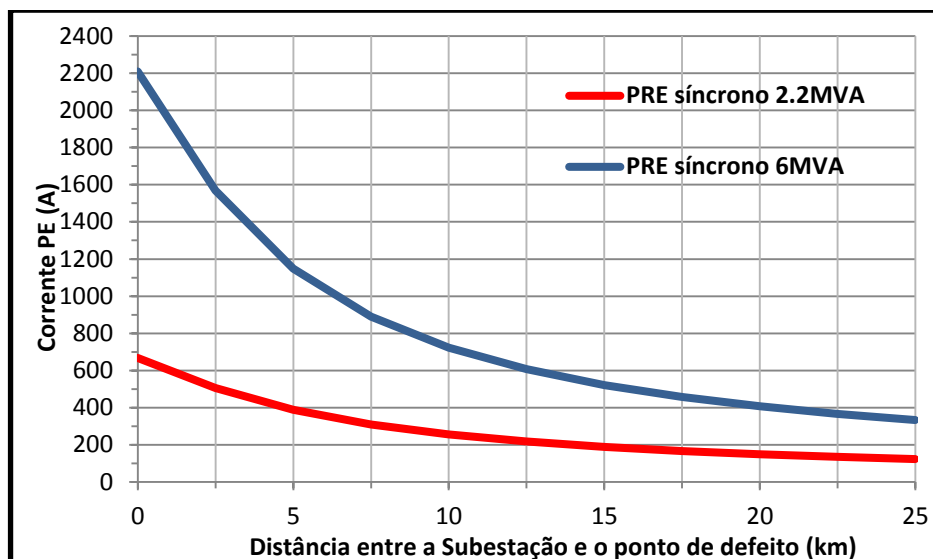


Figura 4.10 - Impacto da contribuição do PRE na corrente de defeito em função da distância de defeito

Verifica-se, na Figura 10, que uma maior capacidade do PRE provoca uma maior contribuição do PRE para o defeito. A contribuição do PRE para o defeito apresenta um valor mais elevado, para defeitos próximos da subestação. Para defeitos até cerca de 7,5 km, verifica-se uma diminuição mais abrupta do valor da corrente do PRE.

4.4.3. Impacto do Tipo de Defeito

A corrente vista pelo relé 1 é afectada pelo tipo de defeito, os trifásicos simétricos apresentam valores de corrente de defeito superior quando comparados com os defeitos fase-fase. Procede-se ao estudo do impacto do tipo de defeito no problema da Perda de Sensibilidade. Na Figura 4.12 representa-se a corrente vista pelo relé 1 da subestação, para a situação de defeito trifásico simétrico franco, com Produtor em Regime Especial (PRE) de 6MVA e sem interligação do PRE.

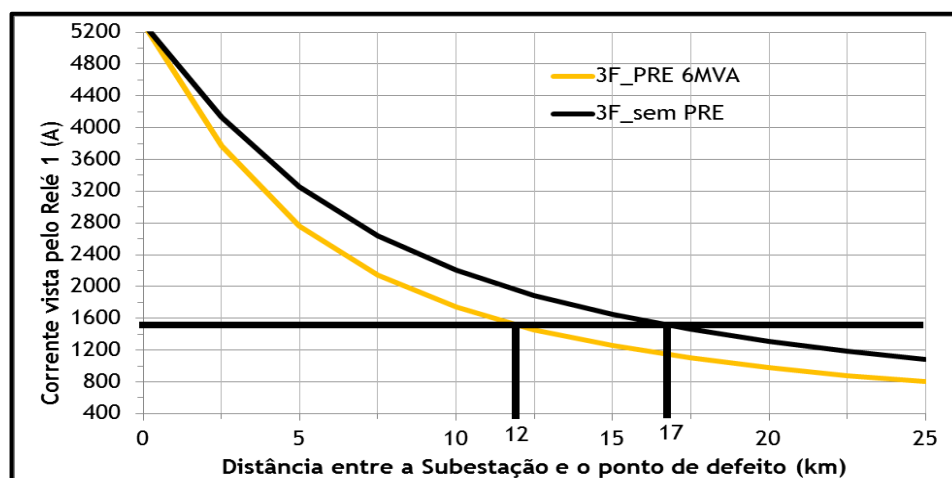


Figura 4.11 - Corrente vista pelo relé 1 na situação de defeito trifásico com PRE de 6 MVA e sem PRE

O problema da Perda de Sensibilidade verifica-se para defeitos na linha 1, entre cerca de 12 e 17 km da subestação. O relé de protecção irá actuar mais tardiamente, com a interligação do PRE para defeitos superiores a 12 km. Verifique-se agora para defeitos fase-fase na linha 1 para que distâncias se verificar o problema da Perda de Sensibilidade. Na Figura 4.13 representa-se a correntes de vista pelo relé 1 da subestação, para a situação de defeito fase-fase com e sem contacto à terra, com Produtor em Regime Especial (PRE) de 6MVA, é representado também a corrente de vista pelo relé 1 sem interligação do PRE, na situação de defeitos fase-fase.

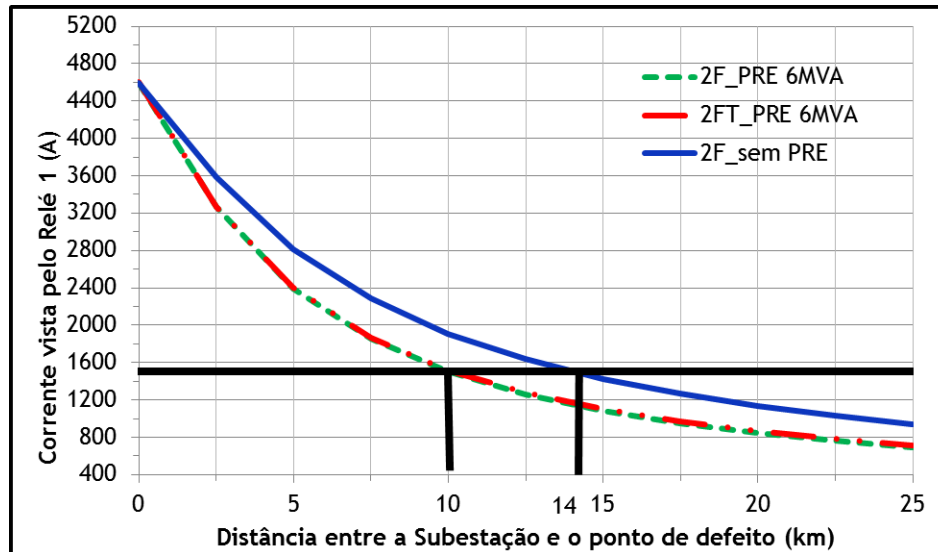


Figura 4.12 - Corrente vista pelo relé 1 na situação de defeito fase-fase com PRE de 6 MVA e sem PRE

Verifica-se o problema da Perda de Sensibilidade para defeitos fase-fase com e sem contacto à terra para defeitos na linha entre 10 e 14 km da subestação. Comparando o resultado para defeitos trifásicos simétricos e defeitos fase-fase, verifica-se um maior impacto na probabilidade de se verificar o problema da Perda de Sensibilidade, para defeitos trifásicos, pois para o problema ocorre para defeitos na linha num intervalo de 5 km comparativamente aos defeitos fase-fase de apenas 4 km.

4.4.4. Impacto da Localização da Interligação do Produtor em Regime Especial

Para o estudo do impacto da localização da interligação do Produtor em Regime Especial (PRE) na Rede de Distribuição, procedeu-se à simulação de um defeito trifásico simétrico franco, no fim da linha Média Tensão (MT), uma distância de 25 km da Subestação, com uma capacidade de 6MVA do PRE, variando-se a localização da interligação do PRE na linha 1.

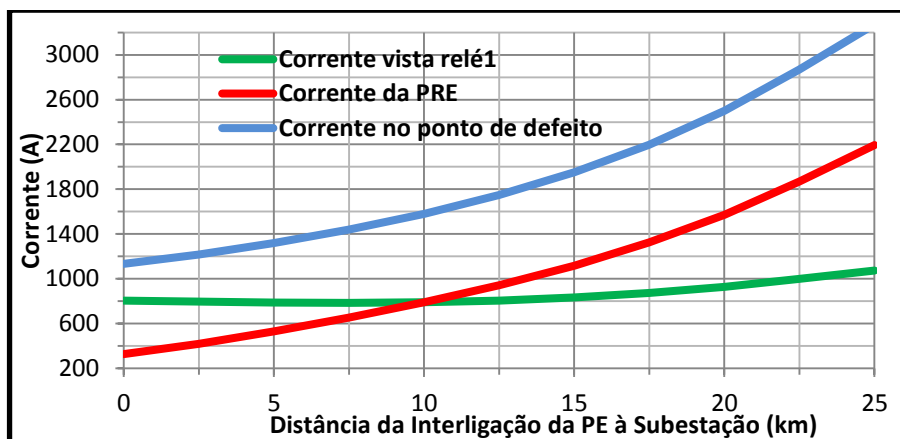


Figura 4.13 - Impacto da localização do ponto de interligação do PRE à rede de distribuição

Na Figura 4.11, verifica que para o PRE interligado na rede próximo da subestação que se verifica a máxima redução da corrente vista pelo relé 1, curva a verde. A curva a vermelho, representa a contribuição para o defeito do PRE e verifica-se que para o PRE interligado próximo da subestação que menor será a contribuição do PRE para o defeito, sendo a corrente de defeito também menor. Posto isto conclui-se que o PRE interligado próximo da subestação apresenta um menor impacto no problema da Perda de Sensibilidade.

4.5. Falsa Actuação da Função de Protecção de Máximo de Intensidade de Fase

Nesta Secção procedeu-se à identificação do problema da Falsa actuação da função de protecção Máximo de Intensidade de Fase (MIF), para defeitos numa linha adjacente à linha que contém a interligação do Produtor em Regime Especial (PRE). A Rede de Distribuição utilizada nas simulações em CAPE Software apresenta-se na Figura 4.14, e os parâmetros da rede e das parametrizações das funções de protecção apresentados nos Anexo B e C.

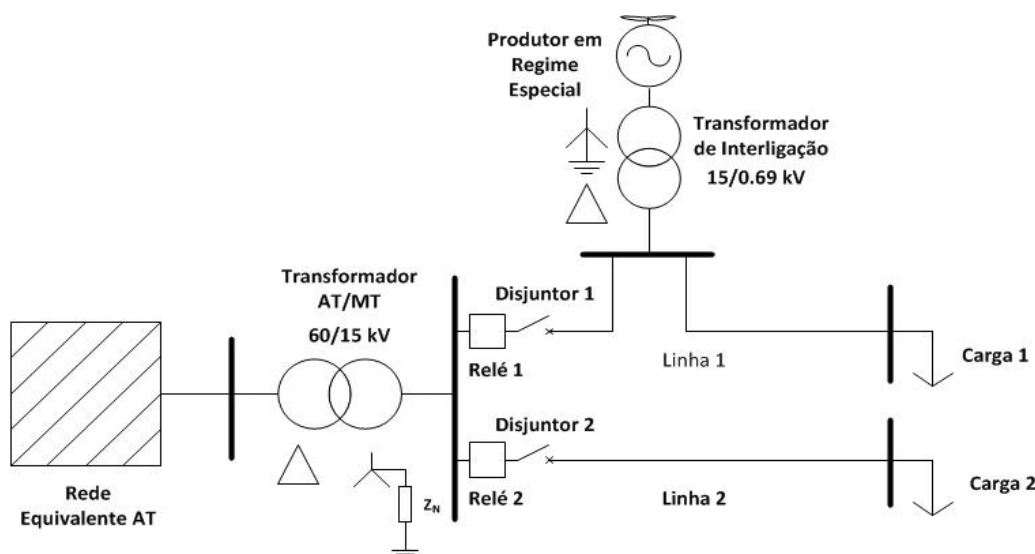


Figura 4.14 - Rede de Distribuição para simulação para o problema da Falsa Actuação da MIF

4.5.1. Sistema de Protecção da Subestação AT/MT

Para a verificação do problema da Falsa Actuação da função de Máximo de Intensidade de Fase, para defeitos numa linha adjacente, à linha que contém a interligação do Produtor em Regime Especial (PRE). Procedeu-se à simulação, em CAPE Software, de defeitos trifásicos e fase-fase sem terra, na linha 2. Considerou-se que o PRE interligado na rede próximo da subestação e com um gerador síncrono de 6 MVA, condições conduzem um maior impacto no problema da Falsa Actuação, tal como analisado na secção 3.2.2 do capítulo 3. Procedeu-se à simulação, em CAPE Software, de 10 defeitos trifásicos simétricos francos em passos de 10% da distância da linha 2, apresentam-se os resultados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 - Resultado da Simulação, em CAPE Software, do problema de Falsa Actuação, para defeitos trifásicos simétricos e capacidade do PRE de 6MVA

Defeito	Localização Defeito (km)	Corrente relé 2 (A)	Tempo operação relé 2 (s)	Nível de Protecção	Corrente relé 1 (A)	Tempo operação relé 1 (s)	Nível de Protecção
A	0,00	7558,8	0,13	I>>>	2203,67	0,13	I>>>
B	0,50	7152,35	0,13	I>>>	2085,17	0,13	I>>>
C	1,00	6764,57	0,13	I>>>	1972,12	0,13	I>>>
D	1,50	6399,43	0,13	I>>>	1865,67	0,13	I>>>
E	2,00	6058,6	0,13	I>>>	1766,31	0,13	I>>>
F	2,50	5742,28	0,13	I>>>	1674,09	0,13	I>>>
G	3,00	5449,71	0,13	I>>>	1588,79	0,13	I>>>
H	3,50	5179,62	0,13	I>>>	1510,05	0,13	I>>>
I	4,00	4930,47	0,13	I>>>	1437,41	0,53	I>>
J	4,50	4700,59	0,13	I>>>	1370,4	0,53	I>>
K	5,00	4488,37	0,13	I>>>	1308,53	0,53	I>>

Verifica-se da simulação em CAPE Software, que o defeito é sempre eliminado pela actuação da protecção de MIF do painel de saída da linha 2 subestação. No entanto, se verificarmos a corrente vista pelo relé 1 ocorre uma actuação simultânea da protecção de MIF da linha 1 e da linha 2, para os defeitos de A a H. A contribuição para a corrente de defeito do PRE, provoca a actuação do terceiro escalão detecção da MIF, I>>>. Para defeitos que ocorram entre 0 e 3,5 km da linha 2, ocorre a saída de serviço da linha com defeito, linha 2, e da linha sã que contém a interligação do PRE, linha 1. Este facto resulta de a parametrização dos dois reles das subestação, relé 1 e 2, se encontrarem com regulação para 1500 A e temporização de 0,13 segundos, verifica-se então o problema da Falsa Actuação da MIF.

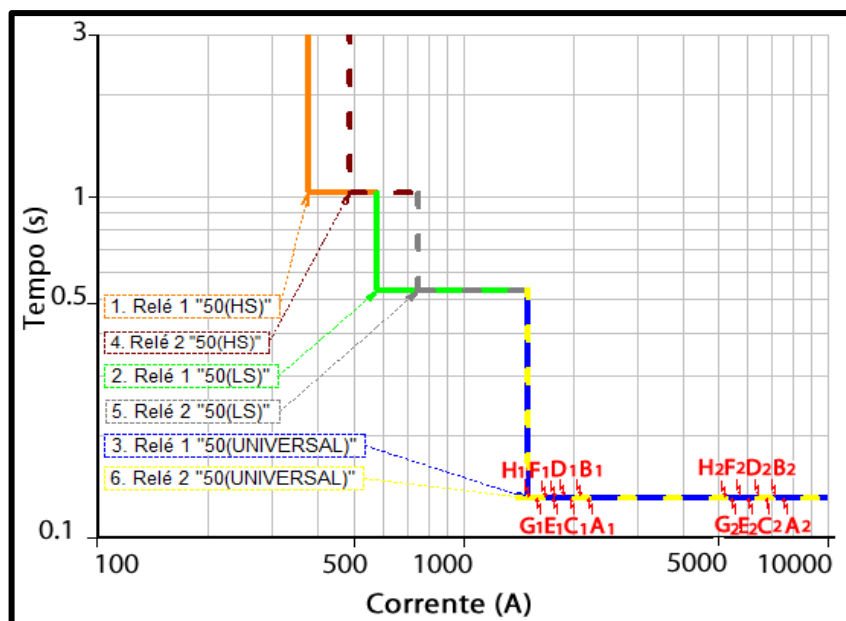


Figura 4.15 - Parametrização do Relé 1 e 2, defeitos na linha 2 com PRE de capacidade 6 MVA

Na Figura 4.15, verifica-se que as curvas de actuação da função de MIF do relé 1 e o relé 2, e os defeitos que provocam a actuação simultânea do terceiro escalão da MIF, para os defeitos de A a H, em que o índice 1 representa a corrente vista pelo relé 1 e o índice 2 representa a corrente vista pelo relé 2. Verificado o problema da Falsa actuação da MIF, para defeitos trifásicos simétricos, procede-se agora a validação do mesmo problema para defeitos fase-fase sem contacto à terra. Na Tabela 4.8, representam-se os resultados da simulação, em CAPE Software, para os 10 defeitos em passos de 10% distância dos 5 km da linha 2.

Tabela 4.8 - Resultado da Simulação do problema da Falsa Actuação, para defeitos Fase-fase e capacidade do PRE de 6MVA

Defeito	Localização Defeito (km)	Corrente relé 2 (A)	Tempo operação relé 2 (s)	Nível de Protecção	Corrente relé 1 (A)	Tempo operação relé 1 (s)	Nível de Protecção
A	0,00	6546,11	0,13	I>>>	1908,43	0,13	I>>>
B	0,50	6194,12	0,13	I>>>	1805,81	0,13	I>>>
C	1,00	5858,29	0,13	I>>>	1707,91	0,13	I>>>
D	1,50	5542,07	0,13	I>>>	1615,72	0,13	I>>>
E	2,00	5246,9	0,13	I>>>	1529,67	0,13	I>>>
F	2,50	4972,96	0,13	I>>>	1449,8	0,53	I>>
G	3,00	4719,59	0,13	I>>>	1375,93	0,53	I>>
H	3,50	4485,69	0,13	I>>>	1307,74	0,53	I>>
I	4,00	4269,91	0,13	I>>>	1244,84	0,53	I>>
J	4,50	4070,83	0,13	I>>>	1186,8	0,53	I>>
K	5,00	3887,04	0,13	I>>>	1133,22	0,53	I>>

Para defeitos fase-fase sem contacto a terra, verifica-se que ocorre actuação simultânea da função de MIF para os defeitos A a E, que são eliminados o terceiro escalão de actuação da MIF, e com uma temporização de 0,13 segundos. Procede-se na secção seguinte, ao estudo do impacto do tipo de defeito no problema da Falsa Actuação.

4.5.2. Impacto do tipo de defeito

Para se verificar o impacto do tipo de defeito no problema da Falsa Actuação, realizou-se o estudo da corrente vista pelo relé 1 e pelo relé 2, para defeitos trifásicos simétricos e para defeitos fase-fase na linha 2. Para este estudo considerou-se a interligação do Produtor em Regime Especial (PRE) próximo da subestação e com uma capacidade de 6MVA. Na Figura 4.16 representa-se o resultado do estudo, contribuição do PRE e da subestação para o defeito, corrente vista pelo relé 1 e corrente vista pelo relé 2 respectivamente, para defeitos trifásicos simétricos francos na linha 2.

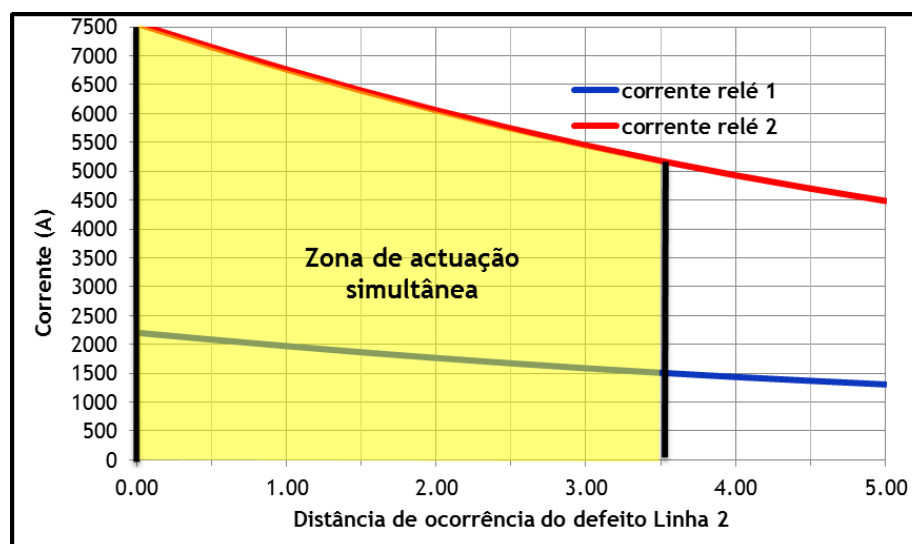


Figura 4.16 - Impacto da distância onde se dá o defeito na linha 2, na corrente vista pelo relé 1 e relé 2

Verifica-se que a actuação simultânea dos relés 1 e 2 para defeitos até 3,5 km da linha 2. A contribuição do PRE para o defeito é de tal ordem que provoca actuação conjunta do 3º escalão de actuação da função de Máximo de Intensidade de Fase dos dois relés definidos com um mínimo de 1500 A e uma temporização de 0,1 segundos. A contribuição do PRE provoca para defeitos até aos 3,5 km a actuação do relé 1, que actuará em simultâneo com relé 2, linha com defeito. Para defeitos fase-fase na linha 2 e nas mesmas condições do estudo para defeitos trifásicos, representa-se na Figura 4.17, as correntes vistas pelos relés 1 e 2.

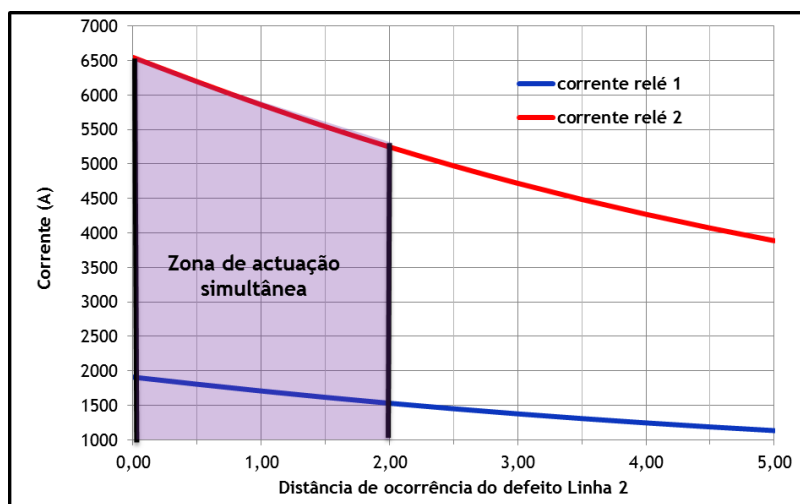


Figura 4.17 - Impacto do tipo de defeito, para a corrente vista pelo relé 1 e relé 2

Verifica-se a actuação simultânea dos relés 1 e 2 para defeitos fase-fase até 2 km da linha 2. Comparativamente ao estudo para defeitos trifásicos, conclui-se que os defeitos trifásicos simétricos francos apresentam um maior impacto no problema da Falsa Actuação da MIF.

4.6. Resumo

Neste capítulo foram verificados, em CAPE Software, dois dos desafios técnicos do sistema de protecção do painel de saída de linha de Média Tensão, com a integração do Produtor em Regime Especial. A Perda de Sensibilidade da função de Máximo de Intensidade de Fase (MIF), verificou-se devido à redução da contribuição por parte da subestação, corrente vista pelo relé 1, para o defeito. Este problema apresenta uma maior probabilidade de se verificar na situação de defeitos trifásico, capacidade de geração elevadas do Produtor em Regime Especial (PRE), e interligada à Rede de Distribuição próxima da Subestação. O problema da Falsa Actuação da MIF, na situação de um defeito numa linha adjacente à linha MT que contém a interligação do PRE, apresenta maior probabilidade de ocorrer na situação do PRE de elevada capacidade, interligada próxima da Subestação e para curto-circuitos trifásico próximo da Subestação.

Capítulo 5

Integração do Produtor em Regime Especial na Rede de Distribuição de Média Tensão: Possíveis Soluções

Neste capítulo procede-se à proposta e verificação de soluções, em CAPE Software, para os desafios técnicos, Perda de Sensibilidade e Falsa Actuação, do sistema de protecção da Subestação Alta Tensão para Média Tensão, identificados nas secções 3.2.1 e 3.2.2 do capítulo 3 e nas secções 4.4.1 e 4.5.1 do capítulo 4, provocados pela integração do Produtor em Regime Especial na Rede de Distribuição de Média Tensão. Inicialmente será efectuada a análise individual para cada problema, e por fim é efectuada a análise e confronto das soluções numa perspectiva global.

5.1. Problema da Perda de Sensibilidade: Possível Solução

A integração do Produtor em Regime Especial (PRE) na Rede de Distribuição de Média Tensão (MT) poderá provocar o problema da Perda de Sensibilidade da função de Máximo de Intensidade de Fase (MIF) da saída de linha MT da Subestação, em situação de defeito na linha MT, que contém a interligação do PRE. Na secção 4.4.1 do capítulo 4, concluiu-se que este problema apresenta maior impacto nas condições de o PRE ser de elevada capacidade de geração, interligada próxima da Subestação e na situação de defeito trifásico simétrico franco na linha 1, linha MT que contém a interligação do PRE, e próximo da Subestação. Os resultados obtidos, da simulação em CAPE Software, na secção 4.4.1 do capítulo 4, são apresentados na Tabela 5.1, para o PRE com uma capacidade de geração de 6MVA, interligada próxima da Subestação, e para simulação de defeitos trifásicos simétricos, para os defeitos que se verificou o problema da Perda de Sensibilidade.

66 Integração do Produtor em Regime Especial na Rede de Distribuição de Média Tensão: Possíveis Soluções

Tabela 5.1 - Defeitos trifásicos simétricos, na linha 1, que provocam a Perda de Sensibilidade da MIF

Defeito	Localização Defeito		Corrente vista pelo Relé 1 (A)	Tempo de Operação (s)	Nível de Protecção
	(%)	(km)			
F _{3F}	50%	12,5	1457,90	0,53	I>>
G _{3F}	60%	15,0	1254,39	0,53	I>>

Na Tabela 5.1 são apenas apresentados os defeitos que provocam o problema da Perda de Sensibilidade, defeitos F_{3F} e G_{3F}. O defeito F_{3F}, dá-se a 50% do comprimento da linha 1, a 12,5 km da Subestação, com uma corrente vista pelo relé 1 de 1457,9 A, e eliminado pela função de protecção de MIF após 0,53 segundos. O defeito G_{3F}, dá-se a 60% do comprimento da linha, a 15 km da linha 1, com uma corrente vista pelo relé de 1254,39 A, e eliminado pela função de protecção de MIF após 0,53 segundos. Os defeitos F_{3F} e G_{3F}, são eliminados, por actuação do segundo escalão de actuação da MIF, I>>. A interligação do PRE provoca o problema da Perda de Sensibilidade da função de MIF do relé 1, a distâncias de defeitos compreendidas entre os 12,5 e os 15 km, uma vez que para estas distâncias, a protecção de MIF, não actua para o terceiro escalão de actuação da função de protecção MIF do relé 1, com uma temporização de 0,13 segundos, comparativamente à situação simulada no capítulo 4 na secção 4.3, sem a interligação do PRE. O problema da Perda de Sensibilidade foi também identificado para defeitos fase-fase com e sem contacto à terra, sendo a simulação efectuada na secção 4.4.1 do capítulo 4, e nas mesmas condições de simulação, dos defeitos F_{3F} e G_{3F}. Na Tabela 5.2, apresenta-se a situação de defeito, que provoca o problema da Perda de Sensibilidade da MIF do relé 1.

Tabela 5.2 - Defeitos fase-fase, que provocam o Problema da Perda de Sensibilidade

Defeito	Localização Defeito		Corrente vista pelo Relé 1 (A)	Tempo de Operação (s)	Nível de Protecção
	(%)	(km)			
F _{2F}	50%	12,5	1262,58	0,53	I>>

Para o defeito fase-fase na linha 1, F_{2F}, a 50% do comprimento da linha 1, a 12,5 km de distância da Subestação AT/MT, com uma corrente vista pelo relé 1 de 1262,58 A, é eliminado por actuação do segundo escalão da MIF, I>>, após 0,53 segundos. Para este defeito verifica-se também a Perda de Sensibilidade da MIF, uma vez que o defeito não é eliminado pelo terceiro escalão de actuação da MIF, para uma temporização de 0,13 segundos. Na secção seguinte será proposta uma solução, para minimizar este desafio técnico.

5.1.1 Possível Solução do Problema da Perda de Sensibilidade

Uma possível solução do problema da Perda de Sensibilidade será a alteração do valor mínimo de actuação da regulação do terceiro escalão de actuação da função de MIF do relé 1. O defeito G_{3F} , na Tabela 5.1, das simulações realizadas, é o que apresenta a maior redução de valor 1254 A, relativamente ao valor mínimo de actuação parametrizado no relé 1, 1500A. Para que a eliminação de defeitos, até 15 km de distância da linha MT, para os quais foi identificado o problema da Perda de Sensibilidade, sejam eliminados com após 0,13 segundos, terá de ser reduzido o valor da regulação, do relé 1. O valor máximo de redução da corrente vista pelo relé 1 é de cerca de 250 A, relativamente ao nível mínimo parametrizado para o terceiro escalão da MIF de 1500 A, para o defeito G_{3F} defeito trifásico simétrico franco na linha 1 e a 15 km de distância da subestação. Reduzindo-se o valor da regulação em 300 A, o valor mínimos de actuação será de 1200 A, diminuição de 300A e não de 250 A, garantindo-se que defeitos a distâncias superiores a 15 km, em que se verifica o problema da Perda de Sensibilidade sejam eliminados pelo terceiro escalão de actuação e com uma temporização de 0,13 segundos. Esta alteração soluciona o problema da Perda de Sensibilidade para os defeitos F_{3F} G_{3F} e G_{2F} . Proceda-se à verificação, em CAPE Software, da solução proposta para o problema da Perda de Sensibilidade, na Figura 5.1 apresenta-se a parametrização do relé de protecção e os respectivos defeitos em que se verificava o problema da Perda de Sensibilidade.

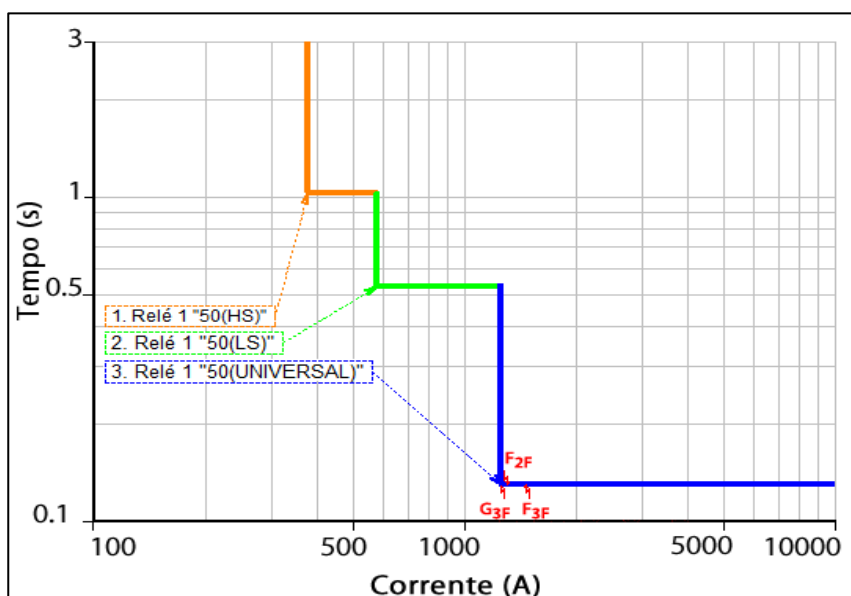


Figura 5.1 - Nova Parametrização da MIF do relé de protecção 1 e defeitos trifásicos simétricos e fase-fase sem contacto à terra

Verifica-se na Figura 5.1, que a alteração da parametrização da função de MIF do relé 1, soluciona o problema da Perda de Sensibilidade e os defeitos F_{3F} G_{3F} e G_{2F} são eliminados por actuação do terceiro escalão da MIF, com um tempo de eliminação do defeito de 0,13 segundos.

5.2. Problema da Falsa Actuação do Sistema de Protecção: Possíveis soluções

A integração do Produtor em Regime Especial (PRE) na Rede de Distribuição de Média Tensão (MT) poderá provocar o problema da Falsa Actuação da função de protecção Máximo de Intensidade de Fase (MIF), da linha MT que contém a interligação do PRE, na situação de um defeito numa linha adjacente. Na secção 4.5 do capítulo 4, conclui-se que este problema apresenta maior impacto, nas condições de o PRE ser de elevada capacidade de geração, interligada próxima da Subestação e na situação de defeito trifásico simétrico franco na linha 2, linha MT adjacente à linha MT que contém a interligação do PRE. Nestas condições poderá ocorrer a Saída de Serviço da linha MT, que interliga o PRE. Os resultados obtidos da simulação, em CAPE Software, são apresentados na Tabela 5.3, para o PRE com uma capacidade de geração de 6MVA, interligada próxima da Subestação, e para simulação de defeitos trifásicos simétricos, para várias distâncias da linha 2 e em passos de 10%.

Tabela 5.3 - Defeitos trifásicos simétricos que provocam a actuação simultânea da MIF do relé 1 e do relé 2, problema da Falsa Actuação

Defeito	Localização Defeito (km)	Corrente relé 2 (A)	Tempo operação relé 2 (s)	Nível de Protecção	Corrente relé 1 (A)	Tempo operação relé 1 (s)	Nível de Protecção
A _{3F}	0,00	7558,8	0,13	I>>>	2203,67	0,13	I>>>
B _{3F}	0,50	7152,35	0,13	I>>>	2085,17	0,13	I>>>
C _{3F}	1,00	6764,57	0,13	I>>>	1972,12	0,13	I>>>
D _{3F}	1,50	6399,43	0,13	I>>>	1865,67	0,13	I>>>
E _{3F}	2,00	6058,6	0,13	I>>>	1766,31	0,13	I>>>
F _{3F}	2,50	5742,28	0,13	I>>>	1674,09	0,13	I>>>
G _{3F}	3,00	5449,71	0,13	I>>>	1588,79	0,13	I>>>
H _{3F}	3,50	5179,62	0,13	I>>>	1510,05	0,13	I>>>

Na Tabela 5.3 são apenas representados os defeitos que provocam o problema da Falsa Actuação da MIF, defeitos A_{3F} a H_{3F}. Os defeitos A_{3F} a H_{3F} dão-se para distâncias entre os 0 e os 3,5 km da Subestação, em que se verifica a actuação simultânea do relé 2, relé que protege a linha com defeito e do relé 1, linha sã que contém a interligação do PRE. Este problema verifica-se, uma vez que a contribuição do PRE para a corrente de defeito, provoca a actuação do terceiro escalão de actuação da MIF do relé 1, para um tempo de 0,13 segundos. O relé 2 actua para a mesma temporização, 0,13 segundo, verificando-se a actuação simultânea da linha MT com defeito, linha 2 e da linha MT sã, linha 1.

O problema da Falsa Actuação foi também identificado para defeitos fase-fase, simulação efectuada na secção 4.4.1 do capítulo 4, e nas mesmas condições de simulação, dos defeitos

A_{3F} a H_{3F} . Na Tabela 5.4, apresenta-se as situações de defeito, que provocam o problema da actuação simultânea da MIF do relé 1 e do relé 2.

Tabela 5.4 - Defeitos fase-fase que provocam a actuação simultânea da MIF do relé 1 e do relé 2

Defeito	Localização Defeito (km)	Corrente relé 2 (A)	Tempo operação relé 2 (s)	Nível de Protecção	Corrente relé 1 (A)	Tempo operação relé 1 (s)	Nível de Protecção
A_{2F}	0,00	6546,11	0,13	I>>>	1908,43	0,13	I>>>
B_{2F}	0,50	6194,12	0,13	I>>>	1805,81	0,13	I>>>
C_{2F}	1,00	5858,29	0,13	I>>>	1707,91	0,13	I>>>
D_{2F}	1,50	5542,07	0,13	I>>>	1615,72	0,13	I>>>
E_{2F}	2,00	5246,9	0,13	I>>>	1529,67	0,13	I>>>

Para os defeitos fase-fase, defeito A_{3F} a E_{3F} , dão-se para distâncias entre os 0 e os 2 km da Subestação, em que se verifica a actuação simultânea do relé 2, relé da que protege a linha com defeito e do relé 1, linha sã que contém a interligação do PRE. Para defeitos fase-fase, verifica-se também o problema da Falsa Actuação, uma vez que a contribuição do PRE para a corrente de defeito, provoca a actuação do terceiro escalão de actuação da MIF do relé 1, para um tempo de 0,13 segundos em simultâneo com o relé 2. Nas secções seguintes serão apresentadas soluções, que minimizem este desafio técnico.

5.2.1 Possíveis Soluções do Problema da Falsa Actuação

Para a resolução do problema da Falsa actuação do relé de protecção da linha sã, várias alterações poderão ser propostas, nomeadamente a alteração da parametrização do terceiro escalão da MIF, aumentando-se o valor da regulação [22]. Outra solução passará por reduzir o tempo de actuação da função de protecção MIF da linha onde ocorre o defeito. Outra possível solução seria a utilização de uma protecção direcciona de corrente no relé 1, que permita a actuação da protecção para correntes com sentido das cargas. Procede-se à análise do impacto das três possíveis soluções.

i) Aumento do valor da regulação na parametrização do relé 1

Uma possível solução do problema da Perda de Sensibilidade será a alteração do valor mínimo de actuação da regulação do terceiro escalão de actuação da função de Máximo de Intensidade de Fase (MIF) do relé 1, parametrizado para 1500 A [22]. O defeito A_{3F} , Tabela 5.3, apresenta a maior contribuição do Produtor em Regime Especial (PRE). Para que a actuação da função de MIF do relé 1, relé que protege a linha que contém a interligação do PRE, não se dê para o terceiro escalão de actuação da MIF, e na situação de defeitos a zero km de distância da linha 2, terá de ser alterando a regulação do relé 1. O valor máximo de

70 Integração do Produtor em Regime Especial na Rede de Distribuição de Média Tensão: Possíveis Soluções

aumento da corrente vista pelo relé 1 é de cerca de 700 A, relativamente ao nível mínimo parametrizado para o terceiro escalão da MIF de 1500 A, para o defeito A_{3F} defeito trifásico simétrico franco na linha 2 e a zero km de distância da subestação. Alterando-se o valor da regulação de 1500 A para 2200 A, garante-se a actuação segundo escalão de actuação da MIF para correntes vistas pelo relé inferiores a 2250 A, e com uma temporização de 0,53 segundos. Esta alteração soluciona o problema da perda de Sensibilidade para os defeitos, uma vez que a protecção de MIF do relé 2 actuará sempre para uma temporização mais rápida, 0,13 segundos, retirando linha com defeito de serviço, antes que a protecção de MIF da linha sã actue, para contribuições para o defeito do Produtor em Regime Especial inferiores a 2250 A. Procede-se a verificação, em CAPE Software, da solução proposta para o problema da Falsa Actuação, na Figura 5.2 apresenta-se a parametrização do relé de protecção e os respectivos defeitos em que se verificava o problema da Falsa Actuação.

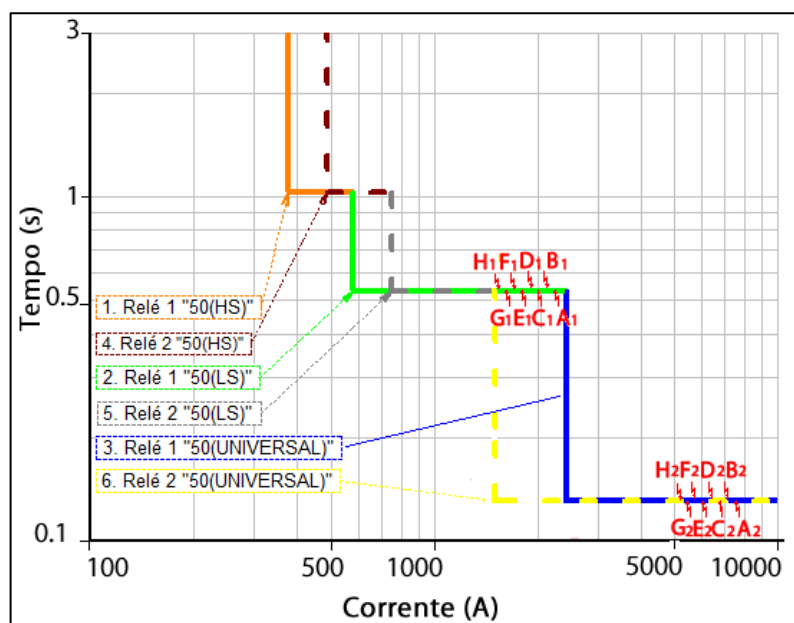


Figura 5.2 - Solução para o problema da Falsa Actuação da função de MIF, aumento da regulação do relé 1

Verifica-se na Figura 5.2, que a alteração da parametrização da função de MIF do relé 1, soluciona o problema da Falsa Actuação, e os defeitos A_{3F} a H_{3F} são eliminados por actuação do terceiro escalão da MIF, com um tempo de eliminação do defeito de 0,13 segundos. Os defeitos A_1 a H_1 , representam a corrente vista pelo relé 1, na situação de defeito A_{3F} a H_{3F} , A_2 a H_2 , representam a corrente vista pelo relé 2, na situação de defeito A_{3F} a H_{3F} . Apesar de não representados na Figura 5.2, o problema da Falsa Actuação é também solucionado para os defeitos fase-fase, uma vez que a corrente máxima vista pelo relé 1 é de cerca de 1900 A, que conduz à actuação da MIF do relé 1 para o segundo escalão de actuação e com uma temporização de 0,53 segundos.

ii) Redução da temporização na parametrização do relé 2

Outra possível solução do problema da Perda de Sensibilidade será a alteração do tempo de actuação do terceiro escalão de actuação, da função de MIF, do relé 2. A alteração do tempo de eliminação do defeito de um tempo de 0,13 segundos para 0,08 segundos, provocará que a actuação do terceiro escalão de actuação da MIF do relé 2 actue primeiro que o terceiro escalão de actuação da MIF do relé 1, o qual detém uma temporização de 0,13 segundos. Os defeitos A_{3F} a H_{3F} , serão eliminados pelo relé 2 para correntes de defeito superiores a 1500 A.

Procede-se a verificação, em CAPE Software, da solução proposta para o problema da Falsa Actuação, na Figura 5.3 apresenta-se a parametrização do relé de protecção e os respectivos defeitos em que se verificava o problema da Falsa Actuação.

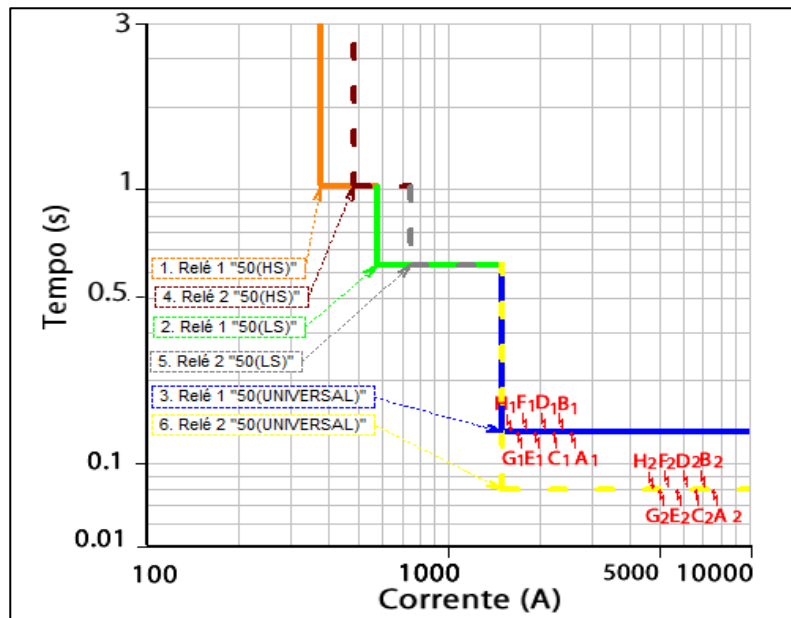


Figura 5.3 - Solução para o problema da Falsa Actuação da função de MIF, redução da temporização do relé 2

Verifica-se na Figura 5.3, que a alteração da temporização da parametrização da função de MIF do relé 2, soluciona o problema da Falsa Actuação, e os defeitos A_{3F} a H_{3F} são eliminados por actuação do terceiro escalão da MIF, com um tempo de eliminação do defeito de 0,08 segundos. Os defeitos A_1 a H_1 , representam a corrente vista pelo relé 1, na situação de defeito A_{3F} a H_{3F} , A_2 a H_2 , representam a corrente vista pelo relé 2, na situação de defeito A_{3F} a H_{3F} . Apesar de não representados na Figura 5.2, o problema da Falsa Actuação é também solucionado para os defeitos fase-fase, uma vez que o relé 2 actua para uma temporização de 0,08 segundo para correntes de defeito mínimas de 1500 A.

iii) Protecção de Máximo de Intensidade Fase Direcional, no relé 1

Outra possível solução do problema da Perda de Sensibilidade será a utilização de uma protecção direcional de Máximo Intensidade de Fase no relé 1. A contribuição para a corrente de defeito pela Produtor em Regime Especial, apresenta o sentido da Subestação, ou seja apresenta um fasor negativo de corrente. A protecção direcional baseia o seu funcionamento no valor da corrente, módulo e respectivo fasor. Se for definido um *range* de fasores da corrente, que estabeleçam a direcção dos fluxos corrente no sentido da subestação para a carga, apesar do valor da corrente da contribuição do PRE exceder o valor parametrizado, a protecção só actuará para correntes no sentido da carga. Desta forma, não será necessário proceder-se à modificação da parametrização do relé 1, nem do relé 2. Proceda-se à verificação, em CAPE Software, da solução proposta para o problema da Falsa Actuação, na Tabela 5.5 apresenta-se a contribuição para a corrente de defeito do PRE e respectivo fasor da corrente, em que se verificava o problema da Falsa Actuação.

Tabela 5.5 - Corrente e respectivo fasor da contribuição do PRE para defeitos trifásicos simétricos francos na linha 2

Defeito	Localização Defeito (km)	Corrente relé 1 (A)	Fasor da corrente vista pelo relé 1 (°)
A _{3F}	0,00	2203,67	-87
B _{3F}	0,50	2085,17	-83
C _{3F}	1,00	1972,12	-80
D _{3F}	1,50	1865,67	-77
E _{3F}	2,00	1766,31	-75
F _{3F}	2,50	1674,09	-72
G _{3F}	3,00	1588,79	-70
H _{3F}	3,50	1510,05	-69

Como se verifica da Tabela 5.5 a contribuição da corrente do PRE, numa das fases, apresenta sempre a direcção da subestação, sentido da subestação, uma vez que o fasor da corrente apresenta um valor negativo. Se configurarmos a direcionalidade da MIF para actuar para correntes com fasores positivos, o relé 1 não actuará, e os A_{3F} a H_{3F}, serão eliminados pela função de MIF do relé 2 para um tempo de eliminação do defeito de 0,13 segundos.

5.3. Desafios do Sistema de Protecção: Soluções Globais

Nas secções 5.1 e 5.2, foram identificadas e verificadas soluções, em CAPE Software, para os desafios técnicos da integração do Produtor em Regime Especial na Rede de Distribuição, individualmente para cada problema identificado, no entanto, terá de se proceder à avaliação dessas soluções numa perspectiva global.

A solução proposta para problema da Perda de Sensibilidade é contraditória relativamente à solução proposta para o problema da Falsa actuação, relativamente à modificação do valor da regulação parametrizado para o terceiro escalão de actuação da função de protecção de Máximo de Intensidade de Fase (MIF) do relé 1. A solução para o problema da Perda de Sensibilidade passa pela redução do valor da regulação, em oposto à solução para o problema da Falsa Actuação que propõe o aumento do valor da regulação do valor parametrizado no relé 1 para 1200 A. Estas duas soluções não constituem uma solução, quando analisado o problema de forma global.

A redução do tempo de operação do relé 2, soluciona o problema da Falsa actuação e não entra em conflito com a solução do problema da Perda de Sensibilidade. Estas alterações às parametrizações do relé 1 constitui-se como uma solução global para a eliminação dos impactos nos desafios técnicos da integração do PRE na Rede de Distribuição. A modificação do valor da temporização do relé 2 é possível de acordo com o Operador da Rede de Distribuição que define que o intervalo de tempo de actuação da função de protecção de MIF, compreendido entre 0,04 a 5 s [9]. Relativamente à alteração da regulação da parametrização da MIF do relé 1, a redução do valor de corrente mínimo de actuação para o terceiro escalão de actuação para um valor de 1200 A, está fora do intervalo de valor definido pelo Operador da rede de Distribuição, que define que para este escalão de actuação o valor da corrente deverá ser definido entre 1500 e 4000 A. No entanto, esta alteração não é passível de provocar danos na rede, pelo que poderá ser aceite.

A utilização de direccionalidade na função de protecção de MIF e redução do valor parametrizado do relé 1, sem se proceder a qualquer alteração na parametrização do relé de protecção 2, constitui também uma solução global, pelo que a única alteração é ao nível do valor mínimo de actuação do terceiro escalão de actuação da MIF do relé 1.

5.4. Resumo

Neste capítulo efectuou-se a proposta e validação de soluções para os desafios da integração do Produtor em Regime Especial (PRE) na Rede de Distribuição de Média Tensão, em CAPE Software. Os desafios à Integração do PRE na Rede de Distribuição, identificados no capítulo 3 e no capítulo 4, são o problema da Redução da Sensibilidade, na situação de um defeito na linha que contém a interligação do PRE e o problema da Falsa Actuação, na situação de um defeito numa linha adjacente, à linha MT que contém a interligação do PRE.

74 Integração do Produtor em Regime Especial na Rede de Distribuição de Média Tensão: Possíveis Soluções

As soluções para os dois problemas são a redução do valor da regulação da parametrização da função de Máximo de Intensidade de Fase (MIF) do relé 1, de 1500 A para 1200 A, e a redução do tempo de eliminação do defeito da função de protecção da MIF do relé 2 de 0,13 segundos para 0,08 segundos. Outra possível solução será a utilização de uma protecção de MIF direccionada, que actua para correntes de defeito no sentido da subestação para a carga, não sendo necessário proceder-se à alteração da função de MIF do relé 2.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1. Principais Contribuições da Dissertação

Nesta dissertação, efectuaram-se simulações em Software *Computer Aided Protection Engineering* (CAPE Software), onde foi modelizada uma rede de Distribuição de Média Tensão (MT), de pequena dimensão, com integração do Produtor em Regime Especial Eólica, respectivo sistema protecção de saída de linha MT. O CAPE Software permite parametrizações de modelos de protecções reais e comerciais, na sua base de dados. As simulações efectuadas contribuem para a verificação dos desafios técnicos ao nível da função de MIF do painel de saída de linha MT da Rede de Distribuição. Na tentativa de solucionar estes desafios técnicos procedeu-se à proposta de soluções em CAPE Software, por alteração da parametrização da MIF de um modelo de relé real, da base de dados do programa, verificando-se que a solução dos problemas é de simples resolução e passível de se implementar num relé real.

6.2. Principais Conclusões da Dissertação

No decorrer desta dissertação, obtiveram-se as seguintes principais conclusões, relativas aos desafios técnicos da integração do PRE, ao nível do Sistema de Protecção:

- A integração do Produtor em Regime Especial (PRE) na Rede de Distribuição provoca desafios técnicos ao nível das funções de Máximo de Intensidade de Fase (MIF) do painel de saída de linha Média Tensão (MT), o problema Perda de Sensibilidade, provocado pela redução da corrente vista pelo relé devido à redução da corrente fornecida pela Subestação. O problema da Falsa Actuação da função de protecção de MIF na situação de defeito numa linha MT adjacente à que contém a interligação do PRE, actuação simultânea da MIF da linha sã e da linha com defeito, devido à contribuição para a corrente de defeito do PRE.

- Os defeitos trifásicos simétricos contribuem para o aumento da probabilidade de se verificar o problema da Perda de Sensibilidade e Falsa Actuação, pois o valor de corrente de curto-circuito atingido neste tipo de defeito é o mais elevado, tendo em conta que o regime de neutro da Subestação é indirectamente à terra, por reactância limitadora, e o regime de neutro do PRE é isolado.
- Capacidades elevadas do PRE e interligada na rede próxima da subestação, em situação de defeitos na linha de MT, provocam uma maior impacto na verificação dos problemas Perda de Sensibilidade e da Falsa Actuação da MIF.
- As soluções para os problemas são de simples resolução por alteração das parametrizações dos relés. Foram propostas duas soluções que verificam a resolução dos problemas de forma global. A primeira alternativa, será a redução da parametrização do relé da linha MT, que contém a interligação do PRE, para um valor que se deixe de verificar a Perda de Sensibilidade, e a redução do tempo de operação da parametrização dos relés em linhas adjacentes, para uma valor inferior ao da linha que contém a interligação do PRE. Outra possível solução será a utilização de uma protecção direcciona no relé que protege a linha MT que contém a interligação do PRE à rede de distribuição, provocando que essa protecção seja unidirecciona e que actue para correntes com o sentido de actuação da subestação para as cargas; relativamente ao relé 2 não seria necessário proceder-se a nenhuma alteração.

6.3. Limitação do Trabalho Desenvolvido e Possíveis Trabalhos Futuros

O trabalho desenvolvido apresenta a limitação de apenas verificar a influência da integração do Produtor em Regime Especial (PRE) Eólica relativamente à função de protecção de Máximo de Intensidade de Fase e também de uma análise meramente teórica da função de protecção de Máximo de Intensidade Homopolar Direccional do painel de saída de linha de Média Tensão da Subestação, nos Regimes de Neutro definidos pelo Operador da rede de distribuição em Portugal. O presente trabalho despreza a coordenação das funções de protecção do painel de saída com a protecção de interligação exigida na ligação do PRE à rede de Distribuição. Os possíveis trabalhos futuros a desenvolverem-se apresentam-se em seguida:

- Verificação da coordenação das funções de protecção e das funções de automatismo dos relés da Subestação com o relé de interligação do PRE à rede de distribuição, na situação de defeitos simétricos e defeitos assimétricos na rede de distribuição.

- O novo serviço de sistema exigido às PRE de capacidade superior a 6MVA, a Capacidade de Sobreviver a Cavas de Tensão, constitui também uma proposta de trabalhos futuros a desenvolver, e de avaliar se as soluções propostas neste trabalho se aplicam para o novo serviço exigido aos PRE Eólicos.
- A simulação dos problemas deste trabalho foram relativas a uma rede de distribuição de pequena dimensão, sugere-se a possibilidade de verificar as funções de protecção para uma rede de grande dimensão, e com a existência de mais de um PRE na rede de Distribuição, com o objectivo de estudar o comportamento do sistema de protecção numa situação real, uma vez que este problema é um problema actual. O Software CAPE Software potencia a análise de redes de elevada dimensão.

Referências

- [1] “A Energia Eólica em Portugal - 2009”, www.ren.pt, Acedido em Janeiro 2011;
- [2] “National Renewable Energy Action Plan Portugal”, www.ec.europa.eu, Acedido em Janeiro 2011;
- [3] “Parques Eólicos em Portugal”, Dezembro de 2009, www.inegi.pt, Acedido em Janeiro de 2011;
- [4] Daly, P.A.; Morrison, J., “Understanding the potential benefits of distributed generation on power delivery systems”, Rural Electric Power Conference, 2001, pp.A2/1-A213, 2001, doi: 10.1109/REPCON.2001.949510
- [5] Power System Relay Committee, “Intertie Protection Of Consumer-Owned Sources Of Generation, 3 MVA Or Less: Summary Report Of An IEEE Working Group Report”, Power Delivery, IEEE Transactions on , vol.5, no.2, pp.924-929, Apr 1990, doi: 10.1109/61.53103
- [6] Sistema Eléctrico Nacional. www.ren.pt, Acedido em Janeiro 2011
- [7] DIT-C13-500/N, “INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO - Projecto Tipo - Memória Descritiva”, DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, EDP Distribuição - Energia, S.A. www.edpdistribuicao.pt, Acedido em Janeiro 2011
- [8] D00-C13-570/N, “INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO - Sistemas de Protecção Comando e Controlo Numérico (SPCC) - Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) - Entradas e Saídas externas”, DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, EDP Distribuição - Energia, S.A. www.edpdistribuicao.pt, Acedido em Janeiro 2011
- [9] DEF-C13-570/N, “INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO - Sistemas de Protecção, Comando e Controlo Numérico (SPCC) - Funções de protecção”, DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, EDP Distribuição - Energia, S.A. www.edpdistribuicao.pt, Acedido em Janeiro 2011
- [10] DEF-C13-551/N, “INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO - Função de automatismo: “religação rápida e/ou lenta de disjuntores”, DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, EDP Distribuição - Energia, S.A. www.edpdistribuicao.pt, Acedido em Janeiro 2011
- [11] DEF-C13-552/N, “Distribuição, INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO - Função De Automatismo: *Pesquisa De Terras Resistentes*”, DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, EDP Distribuição - Energia, S.A.F. www.edpdistribuicao.pt, Acedido em Janeiro 2011

- [12]Louro, M.; Sá, J. P. D., “Evaluation Of Protection Approaches To Detect Broken Conductors In Distribution Networks”, C I R E D, 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna, 21-24 May 2007.
- [13]Leite, H.; Ramalho, P.; Silva, B.; Fiteiro, R., “Distributed Generation Protection Scheme To Permit Ride-Through Fault”, Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition on, pp.1-4, 8-11 June 2009
- [14]Decreto-Lei N° 174/2010, de 30 de Julho, Diário da República, I SÉRIE, www.erse.pt, Acedido em Janeiro 2011
- [15]Manuel Delgado, “Sistemas Eléctricos Trifásicos A Média, Alta E Muito Alta Tensão - Análise de Problemas de Exploração”, Publinústria: Porto, 2010. ISBN: 9789728953508
- [16]B. Silva, “Parques Eólicos com *Ride-through Fault*: Validação de um Novo Sistema de Protecção em Tempo Real com ajuda do RTDS”, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Fev. 2009
- [17]Sá, P, “Proposta De Alteração Do Regulamento Da EDP”, www.ist.utl.pt, Acedido em Janeiro 2011
- [18]DMA-C52-300/N, “Reactâncias de neutro - características e ensaio”, DNT - Direcção de Normalização e Tecnologia, Abril de 2005, www.edpdistribuicao.pt, Acedido em Janeiro 2011
- [19]Seegers, T.; Birt, K, “Impact Of Distributed Resources On Distribution Relay Protection”, Power System Relaying Committee, WG Report, August 2004. www.pes-psrc.org, Acedido em Janeiro 2011
- [20]Sá, P., “Guia De Aplicação Das Condições De Técnicas De Ligação Às Redes Distribuição”, www.ist.utl.pt, Acedido em Janeiro 2011
- [21]C. Gouveia, “Metodologia de Apoio à Decisão para Escolha de Sistemas de Protecção de Interligação do Parque Eólico com a Rede de Distribuição”, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Jul. 2008
- [22]Rojewski, W.; Styczynski, Z.A.; Izykowski, J.; , “Selected Problems Of Protective Relaying For Distribution Network With Distributed Generation”, Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE, pp.1-6, 26-30 July 2009, doi: 10.1109/PES.2009.5275615
- [23]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, pp. 623- 628, 8-11 Nov. 2004, doi: 10.1109/TDC.2004.1432451
- [24]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, pp. 327- 330 Vol.1, 5-8 April 2004 doi: 10.1049/cp:20040129
- [25]A. Ribeiro, “Coordenação do Sistema de Protecção numa Rede de Média Tensão com elevada penetração de Geração Eólica”, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Jul. 2010

- [26]Kauhaniemi, K.; Kumpulainen, L., “Impact Of Distributed Generation On The Protection Of Distribution Networks”, Developments in Power System Protection, 2004. Eighth IEE International Conference on , vol.1, no., pp. 315- 318 Vol.1, 5-8 April 2004 doi: 10.1049/cp:20040126
- [27]Martinez, J.A.; Martin-Arnedo, J., “Impact Of Distributed Generation On Distribution Protection And Power Quality”, Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE, pp.1-6, 26-30 July 2009 doi: 10.1109/PES.2009.5275777
- [28]José Pedro Sucena Paiva, “Redes De Energia Eléctrica Uma Análise Sistémica”, Lisboa: IST Press, 2005, ISBN: 972-8469-34-9F
- [29]CAPE Software <http://www.electrocon.com>, Acedido em Janeiro 2011

Anexo A

Classificação das Protecções pelo Código Numérico ANSI

A classificação das funções protecção encontra-se normalizada, código ANSI/IEEE, sendo caracterizadas pela função que desempenham. Na Tabela A.1, especificam-se as principais funções de protecção e a respectiva codificação.

Tabela A.1 - Codificação ANSI/IEEE para funções de protecção

Código numérico ANSI/IEEE	Função de Protecção
2	Temporizador (auxiliar)
21	Distância
24	Sobreexcitação ou V/Hz
25	Sincronismo (“ <i>Synchrocheck</i> ”)
27	Mínimo de Tensão
30	Sinalizador (auxiliar)
32	Inversão de potência
37	Mínimo de corrente (motores)
38	<i>Bearing</i>
40	Perda de campo de excitação (geradores)
46	Máximo de corrente de sequência inversa
47	Sequência errada de fases da tensão
48	Falta de fase na tensão
49	Térmica ou contra sobrecargas
50	Máximo de corrente instantânea
50BF	Falha de disjuntor
51	Máximo de corrente temporizada
51G ou 51N	Máximo de corrente homopolar, temporizada
51V	Máximo de corrente temporizada com bloqueio por 27
59	Máximo de tensão
59 N	Máximo de tensão homopolar
63	Pressostato
64G	Corrente à terra no rotor (geradores)
67	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
81	Máximo e Mínimo de frequência
85	Interface para tele-proteccao
86	Bloqueio (usado para encravar ligações)
87	Diferencial
87L	Diferencial de Linhas
87N	Diferencial restrita a defeitos `a terra
94	Relé de disparo (auxiliar, de amplificação)

Anexo B

Modelização da Rede para Simulações

Este Anexo, é dedicado à descrição dos elementos da rede para simulação e apresentação dos modelos para Curto-circuito de cada elemento. O CAPE Software permite a introdução das impedâncias dos elementos da rede para simulação, em unidades do Sistema Internacional pelo que os valores serão todos apresentados em Ohm para as impedâncias.

B.1. Rede Equivalente

A modelização da Rede equivalente Alta tensão (AT), será efectuada por um gerador síncrono. Para garantir que este gerador tem um comportamento idêntico à de uma rede equivalente, usou-se para Potência nominal da Máquina, S_n , a Potência de curto-circuito máxima, S_{cc} , e impedância de curto-circuito calculada em seguida, Z'' .

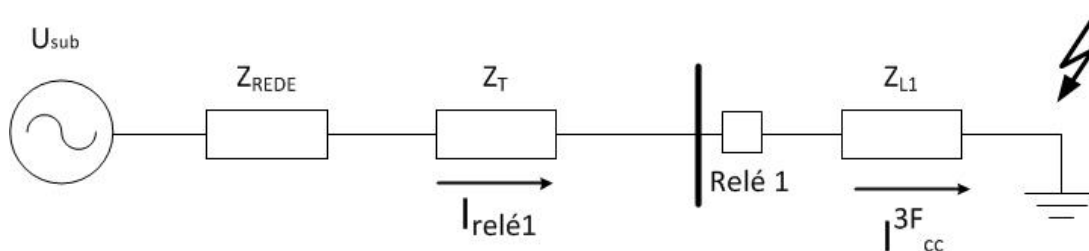


Figura B.1 - Modelo de *Thévenin* para a Rede Equivalente AT

O modelo considerado para o gerador síncrono é um equivalente de *Thévenin*, com uma fonte de tensão e uma resistência R'' e uma reactância X'' .

Tabela B.1 - Parâmetros da Rede Equivalente AT

Rede equivalente AT	Valor	Unidade
Potência de curto-circuito máxima, S_{cc}	250	MVA
X''/R''	2,5	

A potência de curto-circuito, poderá ser obtida por,

$$S_{cc} = \frac{U_{sub}^2 / \sqrt{3}}{\sqrt{R''^2 + X''^2}} = \frac{U_{sub}^2 / \sqrt{3}}{R'' \sqrt{1 + \left(\frac{X''}{R''}\right)^2}} \quad (\text{B. 1})$$

Estamos em condições de calcular R'' , e consequentemente X'' , uma vez que são conhecidos os restantes valores da equação, então temos

$$R'' = \frac{U_{sub}^2}{\sqrt{3} \times S_{cc} \times \sqrt{1 + 2,5^2}} \quad (\text{B. 2})$$

$$X'' = 2,5 \times R'' \quad (\text{B. 3})$$

Calculando os valores da impedância em ohm, consideramos, $S_{cc} = 250 \text{ MVA}$ e atenção de $V = 60 \text{ kV}$ e $X''/R'' = 2,5$,

$$R'' = \frac{(60 \times 10^3)^2}{\sqrt{3} \times (250 \times 10^6) \times \sqrt{1 + 2,5^2}} = 3,0877 \Omega \quad (\text{B. 4})$$

$$X'' = 2,5 \times 3,0877 = 7,7192 \Omega \quad (\text{B. 5})$$

Logo temos que a impedância da rede será

$$\underline{Z}'' = R'' + jX'' = 3,0877 + j7,7192 \Omega \quad (\text{B. 6})$$

No entanto, o CAPE Software, obriga a que os valores de impedância sejam não em valores por fase mas em componentes simétricas. Para a obtenção das componentes simétricas serão feitas as seguintes considerações, no caso do gerador síncrono. A impedância subtransitória por fase, será igual a impedância subtransitória na sequência directa e inversa e homopolar.

$$\underline{Z}_{por\ fase}'' = \underline{Z}_+'' = \underline{Z}_-'' = \underline{Z}_0'' = 3,0877 + j7,7192 \Omega \quad (\text{B. 7})$$

B.2. Transformador e Linhas Média Tensão

Para linhas e transformadores será utilizado o modelo em Pi, para a análise de curto-circuito.

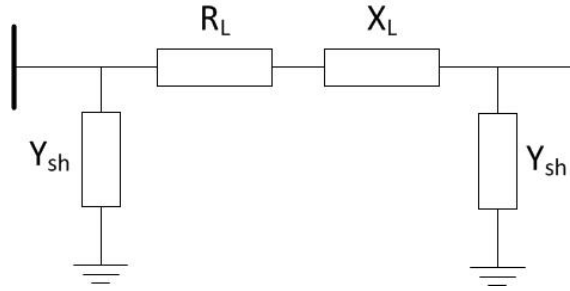


Figura B.2 - Modelo em π para linhas e transformadores

A introdução dos dados das linhas no CAPE Software, poderá ser em $\Omega \cdot km^{-1}$ para resistências e reactâncias, e em $\Omega^{-1} \cdot km^{-1}$ para admitâncias, uma vez que o CAPE Software dispõe de uma unidade de cálculo dos parâmetros das linhas.

Tabela B.2 - Parâmetros característicos linhas MT

Linhas de Média Tensão	Linha 1	Linha 2	Unidade
Secção nominal	120	185	mm ²
Resistência 40° C	0,253	0,164	$\Omega \cdot km^{-1}$
Reactância Indutiva	0,1162	0,1099	$\Omega \cdot km^{-1}$
Capacidade	300	350	nF.km ⁻¹
Capacidade da linha	289	374	A
Comprimento	25	5	km
Carga 1	2,5+j0,5		MVA
Carga 2	8+j2,0		MVA

As admitâncias à terra das linhas, que representam a capacidade das linhas MT à terra, podem ser calculado por

$$\underline{y}_{sh_linha1} = j\omega c_{linha1} = (j \times 2\pi \times 300 \times 10^{-9}) = j1,884 \mu\Omega^{-1} \cdot km^{-1} \quad (B.8)$$

$$\underline{y}_{sh_linha2} = j\omega c_{linha2} = (j \times 2\pi \times 350 \times 10^{-9}) = j2,199 \mu\Omega^{-1} \cdot km^{-1} \quad (B.9)$$

Relativamente às impedâncias e admitâncias à terra em componentes simétricas, considerou-se que

$$\underline{Z}_+ = \underline{Z}_- = \underline{Z}_{linha_por\ fase} \quad (B.10)$$

$$\underline{Z}_{0_linha} = 2 \times \underline{Z}_{por\ fase_linha} \quad (B.11)$$

$$\underline{y}_{sh+_linha} = \underline{y}_{sh-_linha} = \underline{y}_{sh0_linha} = \underline{y}_{sh\ por\ fase} \quad (B.12)$$

Relativamente ao transformador, o modelo utilizado é igualmente o modelo em π , mas desprezando-se as admitâncias à terra. O CAPE Software permite a introdução do valor da reactância de fugas, X_f , do transformador em percentagem.

Tabela B.3 - Características do transformador da Subestação AT/MT

Transformador subestação	Valor	Unidade
Potência Nominal	20	MVA
Relação transformação	60/15	kV
Reactância de fugas	5%	
Ligação enrolamentos	Triângulo-estrela	

Fazendo as seguintes considerações

$$\underline{X}_{f+} = \underline{X}_{f-} = \underline{X}_{f0} = \underline{X}_{f_por\ fase} = 5 \% \quad (\text{B. 13})$$

Os enrolamentos do transformador da subestação AT/MT encontram-se ligados em Triângulo no primário, em estrela no secundário e com neutro acessível. A ligação do neutro à terra é feita por uma reactância limitadora de neutro em zig-zag, com uma impedância dos enrolamentos, capaz de limitar a corrente, na ocorrência de defeito monofásicos com contacto à terra, a 300 A para linhas aéreas e 1000 A para redes subterrâneas [9].

$$\underline{Z}_N = 20 + j60 \, \Omega \quad (\text{B. 14})$$

Relativamente ao transformador de Interligação, do PRE, terá as características apresentadas na Tabela B.4.

Tabela B.4 - Características do transformador de interligação do PRE à rede MT

Transformador interligação	Valor	Unidade
Potência Nominal, S_n	10	MVA
Relação transformação	15/0,69	kV
Reactância de fugas, X_f	5%	
Ligação enrolamentos	Triângulo estrela	

A reactância de fugas por fase é de 5%, valor que será considerado igual para cada uma das componentes da sequência directa inversa e homopolar.

$$\underline{X}_{f+} = \underline{X}_{f-} = \underline{X}_{f0} = \underline{X}_{f_por\ fase} = 5 \% \quad (\text{B. 15})$$

Uma última particularidade com o transformador de interligação é o tipo de ligação dos enrolamentos, que será de triângulo no lado de mais alta tensão de estrela com neutro no lado de baixa tensão. O motivo para a escolha deste tipo de ligação, é com o objectivo, de não haveram contribuições para a corrente homopolar pelo gerador da PD.

B.3. Gerador do Produtor em Regime Especial

O modelo do gerador síncrono já foi apresentado na Figura B.1. As considerações relativamente às componentes directas do transformador são as mesmas que efectuadas na secção B.1. As características técnicas dos geradores do PRE, são apresentados na Tabela B.5

Tabela B.5 - Características dos geradores síncronos do PRE

Gerador Síncrono	Valor		Unidade
	G1	G2	
Potência nominal, S_n	2,2	6	MVA
Tensão nominal, U_n	0,69	0,69	kV
Frequência nominal, F_n	50	50	Hz
Reactância subtransitória, X_d''	0,0920	0,0820	p.u.
Reactância transitória X_d'	0,1	0,09	p.u.
Reactância síncrona X_d	0,72	0,62	p.u.

Anexo C

Parametrização das Funções de Protecção

A protecção de Máximo de Intensidade de Fase (MIF) do Painel de Saída de linha de Média Tensão (MT) é uma protecção trifásica e dotada de três escalões de detecção de funcionamento por tempo independente. A regulação dos três escalões de protecção processa-se da seguinte forma, primeiro escalão de detecção $I_>$ (I maior), é calculada pela multiplicação da corrente nominal da linha por um factor de 1,3 e com uma temporização de 1 segundo. O segundo escalão de detecção, $I_{>>}$ (I maior maior) apresenta uma regulação que corresponde a multiplicação da corrente nominal da linha por um factor de 2 e uma temporização de 0,5 segundos. Relativamente ao terceiro e último escalão, $I_{>>>}$ (I maior maior maior), apresenta uma regulação compreendida em 1500 e 4000 A e com uma temporização de 0,1 segundos. Estes escalões de detecção, da MIF, actuam para as temporizações estipuladas e quando o valor da corrente na linha MT ultrapassa o valor da regulação, desencadeando a actuação da protecção.

No CAPE Software a temporização dos escalões de actuação apresentam-se afectados por um acréscimo de tempo de 0,03 segundos, que representa o somatório da aquisição da corrente pelo Transformador de Corrente (TI), verificação da corrente pelo relé, transmissão do sinal de comando para o disjuntor e o tempo de abertura do disjuntor.

C.1. Painel de Saída Linha 1

A linha 1 apresenta uma corrente nominal, I_n , de 289 A, o primeiro escalão da MIF, será parametrizado para 130% da corrente nominal e uma temporização de 1 segundo

$$I_> = 1,3 \times I_n = 1,3 \times 289 = 375,7 \text{ A} \quad (\text{C. 1})$$

O segundo escalão de actuação da MIF, $I_{>>}$, será parametrizado para 200% da corrente nominal e com uma temporização de 0,5 segundos,

$$I_{>>} = 2 \times I_n = 2 \times 289 = 578 \text{ A} \quad (\text{C.2})$$

Para o terceiro escalão, $I_{>>>}$, optou-se por se parametrizar para o mínimo, do intervalo de correntes permitido, [1500, 4000]

$$I_{>>>} = 1500 \text{ A} \quad (\text{C.3})$$

A função de protecção de MIF apresenta-se na figura C.1.

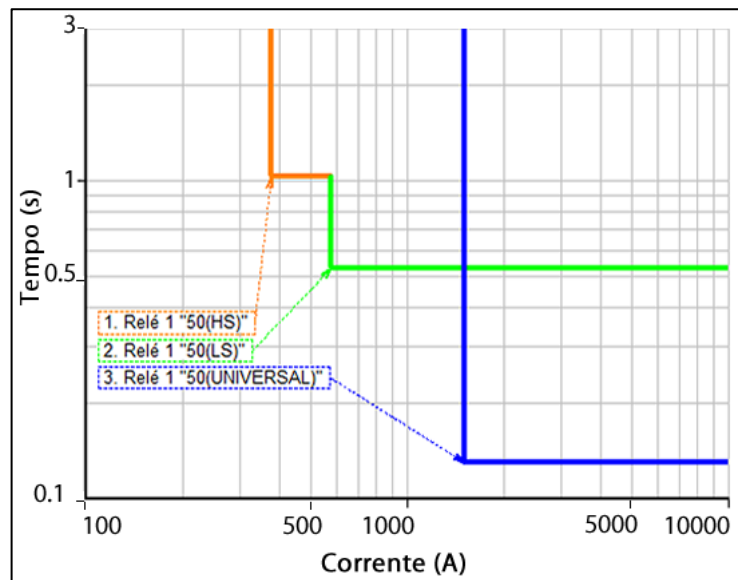


Figura C.1 - Parametrização relé 1

C.2. Painel de Saída linha 2

A linha 2 apresenta uma corrente nominal, I_n , de 374 A, o primeiro escalão da MIF, $I_{>}$

$$I_{>} = 1,3 \times I_n = 1,3 \times 374 = 486,2 \text{ A} \quad (\text{C.4})$$

O segundo escalão de actuação da MIF, $I_{>>}$, com uma temporização de 0,5 segundos, e regulação

$$I_{>>} = 2 \times I_n = 2 \times 374 = 748 \text{ A} \quad (\text{C.5})$$

Para o terceiro escalão, $I_{>>>}$, optou-se por se parametrizar para o mínimo, do intervalo de correntes permitido, [1500, 4000]

$$I_{>>>} = 1500 \text{ A} \quad (\text{C.6})$$

A função de protecção de MIF apresenta-se na Figura C.2.

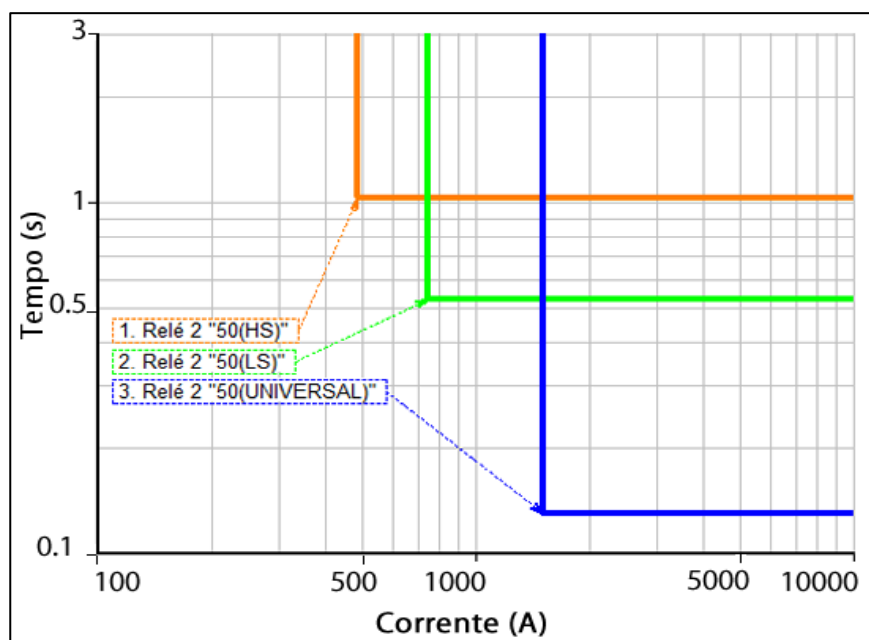


Figura C.2 - Parametrização do relé 2

Anexo D

CAPE Software

O *Computer Aided Protection Engineering* (CAPE Software) é um Software vocacionado para a coordenação e estudo de protecções da rede eléctrica [29]. Apresenta uma estrutura modular, permitindo o estudo de trânsito de potências, curto-circuitos, parametrização das funções de protecção, verificação das funções de protecção. Todos os módulos dos CAPE Software, utilizam o *Database Editor*, base de dados interna do programa que contém todos os elementos da rede, transformadores, linhas, dispositivos de protecção, que incorpora componentes reais e permite a edição, importação e exportação de novos componentes. A base de dados do CAPE Software toma forma gráfica no módulo *One-line Diagram*, que permite o desenho da rede em esquema unifilar. Relativamente aos módulos de simulação, o CAPE Software apresenta:

- *Short-Circuit* permite a simulação de qualquer tipo de defeito ou conjunto de defeitos que ocorrem na rede eléctrica, em qualquer tipo de componente;
- *Coordination Graphics* permite visualizar graficamente as curvas características das funções de Protecção. É possível verificar a resposta de uma unidade de Protecção, após a simulação de um defeito no módulo Short-Circuit, visualizando-se a zona de operação e tempo de eliminação de defeito. Também é possível manipular graficamente as curvas, sendo a regulação da unidade feita de forma gráfica;
- *System Simulator* é um módulo do CAPE Software dedicado a avaliar a coordenação das protecções instaladas na rede, indicando a função de protecção, que actua para determinado defeito, e o respectivo tempo de operação. A simulação, neste módulo processa-se por passos, ou seja, a simulação é interrompida sempre que ocorre a actuação de uma protecção, permitindo a alteração do defeito ou da parametrização das funções de protecção, podendo posteriormente ser retomada a simulação anterior ou iniciada uma nova;

- *Relay Checking* permite também a avaliação da coordenação das protecções instaladas na rede, no entanto apresenta a diferença, para o módulo *System Simulator*, de a simulação ser contínua e para um conjunto de defeitos pré definidos. Este módulo apresenta-se útil na detecção de falhas de coordenação entre as protecções instaladas na rede.