

Bobina de Petersen Eletrónica:
Análise do Regime Transitório e Validação Experimental

Pedro Miguel da Silva Moreira

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientadores: Prof. Doutora Sónia Maria Nunes dos Santos Paulo Ferreira Pinto

Prof. Doutor José Fernando Alves da Silva

Júri

Presidente: Prof. Célia Maria Santos Cardoso de Jesus

Orientador: Prof. Doutora Sónia Maria Nunes dos Santos Paulo Ferreira Pinto

Vogal: Eng. Miguel Filipe Narciso Miguens Louro

Setembro de 2020

Declaração

Declaro que o presente documento é um trabalho original da minha autoria e que cumpre todos os requisitos do Código de Conduta e Boas Práticas da Universidade de Lisboa.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, quero agradecer à minha orientadora Professora Doutora Sónia Maria Nunes dos Santos Paulo Ferreira Pinto pelo conhecimento que me foi transmitindo ao longo do tempo, sem o qual não teria sido possível completar este trabalho. Além disso, agradeço-lhe toda a compreensão e apoio que sempre disponibilizou com o prolongamento no tempo deste trabalho devido à minha situação profissional.

Quero também agradecer aos meus colegas e amigos do Instituto Superior Técnico, que me acompanharam ao longo destes anos, pela sua amizade. Um especial agradecimento ao Guilherme Paraíso pelo apoio que me deu durante o meu trabalho experimental.

Mais, agradeço à minha família, sobretudo os meus pais e irmã por todo o apoio e paciência e por estarem sempre ao meu lado. Sem o esforço deles não me teria sido possível estudar na melhor escola de engenharia do país.

Quero agradecer também, de forma especial, à minha namorada Catarina por todo o apoio e por toda a ajuda que me deu durante o desenvolvimento deste trabalho.

Por fim, um agradecimento à EDP Distribuição por ter proposto o tema desafiante deste trabalho.

Resumo

O sistema de energia elétrica é considerado uma das maiores invenções do século 20, mas também um dos sistemas mais complexos alguma vez desenhados. Atualmente, as preocupações dos distribuidores de energia têm crescido no sentido de melhorar a qualidade do serviço através da diminuição das interrupções de curta e longa duração.

A amplitude da tensão e a continuidade da sua disponibilidade são os parâmetros que mais importância têm para a caracterização da Qualidade da Energia Elétrica pelos consumidores. Como tal, têm sido procurados novos sistemas para implementar esse objetivo. A escolha do Regime de Neutro tem um papel fundamental no comportamento das tensões e correntes durante um defeito fase-terra.

Um novo sistema de compensação de defeitos fase-terra baseado na Bobina de Petersen é estudado. Este sistema fornece uma corrente do tipo indutivo no neutro do sistema de forma a compensar a corrente capacitiva que surge com a ocorrência de um defeito fase-terra. A objetivo fundamental do novo sistema é aplicar um Controlador Proporcional Integral (PI) a um Inversor Monofásico de Tensão e simular um sistema de compensação ativo, inserido numa rede elétrica de 60/15kV, através do software *MATLAB/Simulink*.

Por fim, é realizada uma validação experimental do sistema com o suporte do equipamento *dSPACE MicroLabBox* e a compensação ativa de um defeito fase-terra é conseguida. São analisados os comportamentos das tensões e correntes da rede elétrica.

Pesquisa futura e experimentação com outros níveis de tensão e outros equipamentos conectados à rede são necessárias de forma a garantir a robustez e eficácia do controlador.

Palavras-chave: Continuidade de Serviço, Bobina de Petersen, Regime Ressonante, Inversor Monofásico de Tensão, Controlador PI, *dSPACE MicroLabBox*.

Abstract

The electrical power system is regarded as one of the greatest achievements of the 20th century, but also one of the most complex system ever designed. In the present time, energy suppliers are growing concerns to improve the quality of the service by trying to reduce short and long duration interruptions.

Voltage magnitude and the continuity of availability of supply are the most important parameters to consider when the Quality of Energy by the consumers is pronounced. As so, new systems have been researched to implement this objective. Grounding has a fundamental role in the behaviour of voltages and currents during single-phase-to-earth faults.

A new system of single-phase-to-earth faults compensation based on the Petersen Coil is studied. This system provides an inductive current in the neutral point of the network to neutralize the capacitive current that surges during an earth fault. The basics of the new system is to apply a Proportional Integral Controller to a Single-Phase Voltage Source Inverter (VSI) and to simulate an active compensation system, inserted in a 60/15kV electrical grid, using *MATLAB/Simulink* software.

Lastly, an experimental validation of the system is performed with the assistance of *dSPACE MicroLabBox* equipment and active compensation of a single-phase-to-earth fault is achieved. The behaviour of the electrical grid voltages and currents is analysed.

Future developments and experimentations with other voltage levels and other equipment connected to the grid are necessary to ensure the robustness and efficacy of the controller.

Keywords: Continuity of Service, Petersen Coil, Resonant Grounding, Single-Phase Voltage Source Inverter, PI Controller, *dSPACE MicroLabBox*.

Índice

DECLARAÇÃO	I
AGRADECIMENTOS.....	III
RESUMO.....	V
ABSTRACT.....	VII
ÍNDICE	IX
LISTA DE FIGURAS.....	XIII
LISTA DE TABELAS	XVII
LISTA DE ABREVIATURAS	XIX
LISTA DE SÍMBOLOS E VARIÁVEIS	XXI
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. ENQUADRAMENTO.....	1
1.2. OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO.....	3
1.3. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO.....	3
2. ANÁLISE TEÓRICA.....	5
2.1. PONTO DE LIGAÇÃO.....	5
2.2. PROPÓSITO DOS REGIMES DE NEUTRO.....	5
2.3. TIPOS DE REGIMES DE NEUTRO	6
2.3.1. <i>Neutro Sólido à terra</i>	7
2.3.2. <i>Neutro Impedante</i>	7
2.3.3. <i>Neutro Isolado</i>	8
2.3.4. <i>Neutro Ressonante ou Bobina de Petersen</i>	9
2.3.5. <i>Comparação entre os vários Regimes de Neutro</i>	10
2.4. TEORIA DO REGIME RESSONANTE.....	11
2.4.1. <i>Princípio de sintonização da Bobina de Petersen</i>	11
2.4.2. <i>Corrente capacitiva à terra – I_{Cap}</i>	16
2.4.3. <i>Fator de dessintonia – v</i>	16
2.4.4. <i>Fator de amortecimento – d</i>	17
2.4.5. <i>Corrente de curto-circuito fase-terra – I_D</i>	18
2.4.6. <i>Tensão de Neutro – U_N</i>	18
2.5. EXTINÇÃO DO ARCO ELÉTRICO	19

2.6.	ANÁLISE DO TRANSITÓRIO DA CORRENTE DE DEFEITO	22
3.	BOBINA DE PETERSEN ELETRÓNICA	25
3.1.	O NOVO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO	25
3.2.	COMPONENTES DO SISTEMA	26
3.2.1.	<i>Alimentação da BPE – V_{CC}</i>	26
3.2.2.	<i>Inversor Monofásico</i>	27
3.2.3.	<i>Condensador – C_{CC}</i>	30
3.2.4.	<i>Filtro à saída do Inversor – L</i>	31
3.2.5.	<i>Transformador de Acoplamento</i>	31
3.2.6.	<i>Parâmetros para o dimensionamento da BPE</i>	33
4.	DIMENSIONAMENTO DA REDE ELÉTRICA.....	35
4.1.	REDE AT DE 60 kV A MONTANTE	35
4.2.	TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA 60/15 kV	36
4.3.	PARÂMETROS DAS LINHAS DE ENERGIA ELÉTRICA	37
4.4.	TOPOLOGIA DAS SAÍDAS MT	39
4.5.	TRANSFORMADOR ZIGUEZAGUE OU REATÂNCIA DE NEUTRO	40
5.	MÉTODO DE CONTROLO DA BPE	43
5.1.	DETERMINAÇÃO DA CORRENTE DE REFERÊNCIA	43
5.2.	CONTROLADOR PROPORCIONAL INTEGRAL (PI)	46
5.3.	ALGORITMO PARA DETEÇÃO DE DEFEITOS FASE-TERRA	49
6.	RESULTADOS OBTIDOS.....	51
6.1.	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	51
6.1.1.	<i>Compensação de um Defeito Fase-Terra com a Bobina de Petersen Eletrónica</i>	51
6.1.2.	<i>Transitório de defeitos resistivos</i>	55
6.1.3.	<i>Comparação das Correntes na Rede entre Diferentes Regimes de Neutro</i>	55
6.1.3.1.	Regime de Neutro Isolado.....	55
6.1.3.2.	Regime de Neutro com Reatância Limitadora	57
6.1.3.3.	Regime de Neutro Sólido à terra	58
6.1.4.	<i>Comparação das Tensões da Rede entre Diferentes Regimes de Neutro</i>	59
6.1.4.1.	Regime de Neutro com novo Sistema de Compensação com BPE	59
6.1.4.2.	Regime de Neutro Isolado.....	61
6.1.4.3.	Regime de Neutro com Reatância Limitadora	62
6.1.4.4.	Regime de Neutro Sólido à terra	64
6.1.5.	<i>Resumo dos Resultados de Simulação</i>	65
6.2.	RESULTADOS EXPERIMENTAIS.....	66
7.	CONCLUSÕES.....	71
7.1.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	71
7.2.	TRABALHO FUTURO	72

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	73
ANEXOS	77
A. Dados do fabricante dos semicondutores IGBT	77
B. Dimensionamento dos parâmetros de transformadores	78
C. Dados de Fabricante para o Transformador de Potência.....	82
D. Dedução dos Parâmetros das Linhas Elétricas.....	83
E. Placa de Caraterísticas de uma Reatância de Neutro <i>Efacec</i>	88
F. Programa <i>Simulink</i> utilizado no dSPACE MicroLabBox.....	89

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Primeira Bobina de Petersen de 40 A (Museu Alemão de Munique) [6].	2
Figura 2.1 – Defeito fase-terra em sistema trifásico com neutro ligado solidamente à terra.	7
Figura 2.2 – Defeito fase-terra em sistema trifásico com neutro impedante.	8
Figura 2.3 – Defeito fase-terra em sistema trifásico com neutro isolado.	9
Figura 2.4 – Circuito equivalente de um defeito fase-terra em sistema trifásico com Regime de Neutro Ressonante com Bobina de Petersen [14].	11
Figura 2.5 – Diagrama vetorial das correntes e tensões do sistema ressonante em regime permanente (a) e durante um defeito fase-terra (b).	12
Figura 2.6 – Circuito equivalente simplificado.	13
Figura 2.7 – Circuito equivalente monofásico para um defeito fase-terra.	15
Figura 2.8 – Impacto de diferentes posições de sintonia na corrente de defeito ID [15] [16].	17
Figura 2.9 – Variação da tensão na bobina com o fator de dessintonia e o fator de amortecimento durante condições normais de funcionamento (Adaptado de [15]).	17
Figura 2.10 – Razão da corrente de defeito para a corrente capacitiva [15].	18
Figura 2.11 – Circuito equivalente para a situação de um defeito fase-terra.	19
Figura 2.12 – Limites de corrente em função da tensão nominal da rede para a autoextinção do arco de acordo com a norma alemã VDE 0228 em sistema isolado (1) e sistema ressonante (2) [20].	21
Figura 2.13 – Modelo da rede para o transitório de carga (a) e circuito equivalente (b).	22
Figura 2.14 – Corrente de curto-circuito típica num sistema [23].	23
Figura 3.1 – Sistema da Bobina de Petersen Eletrônica.	26
Figura 3.2 – Esquema básico de um inversor monofásico de tensão.	28
Figura 4.1 – Topologia da subestação em estudo.	35
Figura 4.2 – Transformador de Potência da rede em estudo.	36
Figura 4.3 – Esquema equivalente em pi de uma linha de transmissão de energia aérea.	38
Figura 4.4 – Representação do perfil de cargas elétricas a considerar para o modelo em estudo.	39
Figura 4.5 – Esquema da ligação do transformador zigzague à rede MT.	41

Figura 5.1 – Diagrama de blocos do algoritmo que calcula a corrente de referência do controlador. ...	44
Figura 5.2 – Tensão de Neutro lida no primário do transformador de acoplamento e corrente de referência para o controlador (escalas diferentes).	45
Figura 5.3 – Representação do circuito do inversor monofásico relevante para o controlador.	46
Figura 5.4 – Diagrama de blocos do controlador de corrente da BPE.	46
Figura 5.5 – Diagrama de blocos do algoritmo que define os intervalos de defeito.....	49
Figura 5.6 – Gráficos da tensão de neutro elevada a quatro e da sua média.	50
Figura 5.7 – Intervalos de defeito obtidos pelo algoritmo.	50
Figura 6.1 – Corrente de referência fornecida ao controlador e corrente real injetada pelo inversor do lado secundário do transformador de acoplamento.	52
Figura 6.2 – Diferença entre a corrente de referência e a corrente injetada.	52
Figura 6.3 – Comparação da corrente injetada pela BPE no lado MT durante do defeito com a corrente de defeito com regime de neutro isolado e com a corrente de defeito com BPE.....	53
Figura 6.4 – Corrente de Defeito compensada pela BPE para um defeito fase-terra franco.	53
Figura 6.5 – Resposta das correntes nas fases de 15 kV a um defeito fase-terra com regime de neutro com BPE.....	54
Figura 6.6 – Tensão CC imposta aos terminais do inversor de tensão.	54
Figura 6.7 – Corrente de Defeito compensada pela BPE para um defeito fase-terra franco e um defeito resistivo de 400 Ω	55
Figura 6.8 – Correntes de defeito fase-terra com regime de neutro com BPE e regime de neutro isolado.	56
Figura 6.9 – Resposta das correntes nas fases de 15 kV a um defeito fase-terra com o regime de neutro isolado.	56
Figura 6.10 – Correntes de defeito fase-terra com BPE e com regime de neutro com reatância limitadora.	57
Figura 6.11 – Resposta das correntes nas fases de 15 kV a um defeito fase-terra com o regime de neutro com reatância limitadora.	58
Figura 6.12 – Correntes de defeito fase-terra com BPE e com regime de neutro sólido à terra.	58
Figura 6.13 – Resposta das correntes nas fases de 15 kV a um defeito fase-terra com o regime de neutro sólido à terra.	59
Figura 6.14 – Tensões compostas na rede AT com regime de neutro com BPE.	60
Figura 6.15 – Tensões compostas na rede MT com regime de neutro com BPE.	60

Figura 6.16 – Resposta das tensões simples 15 kV e tensão de neutro a um defeito fase-terra com o regime de neutro com BPE.	61
Figura 6.17 – Tensões compostas na rede AT com regime de neutro isolado.....	61
Figura 6.18 – Resposta das tensões simples 15 kV e tensão de neutro a um defeito fase-terra com o regime de neutro isolado.....	62
Figura 6.19 – Tensões compostas na rede AT com regime de neutro com reatância limitadora.....	63
Figura 6.20 – Resposta das tensões simples 15 kV e tensão de neutro a um defeito fase-terra com o regime de neutro com reatância limitadora.....	63
Figura 6.21 – Tensões compostas na rede AT com regime de neutro sólido à terra.....	64
Figura 6.22 – Resposta das tensões simples 15 kV e tensão de neutro a um defeito fase-terra com o regime de neutro sólido à terra.....	65
Figura 6.23 – Montagem Laboratorial.....	67
Figura 6.24 - Formas de onda das tensões da rede elétrica na presença de um defeito fase-terra na fase A com Regime de Neutro Isolado. (Amarelo): Tensão simples da fase A (20 V/div); (Violeta): Tensão simples da fase B (20 V/div); (Azul): Tensão simples da fase C (20 V/div); (Verde): Tensão de Neutro (20 V/div). Escala temporal: t (50 ms/div).....	68
Figura 6.25 – Formas de onda das tensões da rede elétrica na presença de um defeito fase-terra na fase A com compensação pela BPE. (Amarelo): Tensão simples da fase A (20 V/div); (Violeta): Tensão simples da fase B (20 V/div); (Azul): Tensão simples da fase C (20 V/div); (Verde): Tensão de Neutro (20 V/div). Escala temporal: (a) t (100 ms/div); (b) t (50 ms/div); (c) t (10 ms/div); (d) t (25 ms/div). ...	69
Figura 6.26 – Formas de onda das correntes da rede elétrica: (a) / (b) / (c) (Violeta): Corrente de defeito compensada (0,2 A/div); (Azul): Corrente injetada pelo inversor (0,5 A/div). (a) Escala temporal: t (25 ms/div); (b) Escala temporal: t (5 ms/div); (c) Escala temporal: t (50 ms/div). (d) (Violeta): Corrente de defeito regime isolado (0,2 A/div), Escala temporal t (50 ms/div).	70
Figura A.1 – Braço inversor constituído por IGBT [38].	77
Figura A.2 – Tabela das características gerais dos semicondutores [38].....	78
Figura B.1 – Esquema equivalente monofásico em T do transformador.	78
Figura B.2 – Esquema equivalente do ensaio em curto-circuito do transformador.....	79
Figura B.3 – Circuito equivalente da corrente no ensaio em curto-circuito do transformador.	80
Figura B.4 – Esquema equivalente do ensaio em vazio do transformador.....	81
Figura B.5 – Circuito equivalente do ensaio em vazio do transformador.....	81
Figura C.1 – Dados típicos dos transformadores de potência da ABB [32].	83
Figura D.1 – Disposição de dois condutores numa linha monofásica.	85

Figura D.2 – Linha trifásica com espaçamento não simétrico entre condutores.....	87
Figura D.3 – Disposição em esteira das linhas AT e MT consideradas para efeitos de simulação.	87
Figura E.1 – Placa de Caraterísticas de uma Reatância de Neutro da <i>Efacec</i>	88
Figura F.1 – Programa <i>Simulink</i> utilizado experimentalmente com o dSPACE MicroLabBox.	89

Lista de Tabelas

Tabela 1.1 – Balanço da continuidade de serviço da rede MT – Interrupções acidentais [2].	1
Tabela 2.1 – Diferenças entre os vários Regimes de Neutro.	10
Tabela 2.2 – Lista das variáveis do circuito equivalente da Figura 2.4 e Figura 2.5.	12
Tabela 3.1 – Dados nominais do transformador de acoplamento.	32
Tabela 3.2 – Parâmetros dimensionados para o TA em valores por unidade (pu).	33
Tabela 3.3 – Parâmetros dimensionados para o inversor a simular.	33
Tabela 4.1 – Dados da rede AT necessários para simulação [1].	36
Tabela 4.2 – Dados nominais do transformador de potência 60/15 kV [32].	37
Tabela 4.3 – Parâmetros dimensionados para o transformador AT/MT em valores pu.	37
Tabela 4.4 – Dados das linhas a considerar para o modelo em π da rede em estudo [34].	39
Tabela 4.5 – Dados das cargas a considerar para o modelo da rede em estudo.	40
Tabela 4.6 – Dados do reatância de neutro a considerar para o modelo da rede em estudo.	41
Tabela 6.1 – Comparação de Resultados de um defeito fase-terra para os vários Regimes de Neutro.	65
Tabela 6.2 – Parâmetros da rede elétrica testada em laboratório.	67
Tabela 6.3 – Correntes de pico obtida com um defeito fase-terra franco.	69
Tabela 8.1 – Características técnicas dos cabos de alumínio com alma de aço usados [41].	84
Tabela 8.2 – Distância entre condutores a considerar para as linhas do modelo.	86

Lista de Abreviaturas

ABB	Asea Brown Boveri
ACSR	Aluminium Conductor Steel Reinforced
ANSI	American National Standards Institute
AT	Alta Tensão
BP	Bobina de Petersen
BPE	Bobina de Petersen Eletrónica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
EDP	Energias de Portugal
IEC	International Electrotechnical Commission
MT	Média Tensão
ONAF	Óleo Natural, Ar Forçado
ONAN	Óleo Natural, Ar Natural
PI	Proporcional Integral
pu	Por unidade
PURN	Programa de Uniformização dos Regimes de Neutro
PWM	Pulse Width Modulation
SEE	Sistema de Energia Elétrica
TA	Transformador de Acoplamento
TP	Transformador de Potência
TSA	Transformador de Serviços Auxiliares
59N	Função de Proteção de Máximo de Tensão de Neutro

Lista de Símbolos e Variáveis

Lista de Variáveis Latinas

B_C	Suscetância capacitiva
B_L	Suscetância indutiva
C_A, C_B, C_C	Capacidades à terra de cada fase
C	Capacidade fase-terra
C_{CC}	Condensador à entrada do inversor
C_M	Capacitância mútua fase-terra
C_T	Capacidade total à terra da rede elétrica MT
d	Fator de amortecimento
E_A, E_B, E_C	Tensões fase-neutro
E_{AN}	Magnitude tensão fase-neutro
f	Frequência fundamental da rede
f_c	Frequência de comutação
f_0	Frequência de oscilação natural do circuito RLC
G_P	Condutância da Bobina de Petersen
G_W	Condutância de perdas totais da linha
I_A, I_B, I_C	Correntes das fases
I_{C_B}, I_{C_C}	Correntes capacitivas nas fases sãs
I_{Cap}	Correntes capacitiva total
I_{CC}	Corrente no condensador
\hat{i}_c	Amplitude do transitório inicial da corrente de defeito
I_D	Corrente no ponto de defeito
I_{GP}	Componente ativa da I_p
I_{LP}	Componente reativa da I_p
I_p	Corrente na Bobina de Petersen durante o defeito à terra
I_{ref}	Corrente de referência do controlador
I_W	Corrente total de perdas resistivas
k	Fator de simetria das capacidades da linha
K_D	Ganho proporcional

L	Indutância do filtro à saída do inversor
L_P	Indutância da Bobina de Petersen
N	Ponto de neutro da subestação
r_L	Resistência de perdas na bobina de alisamento
R_N	Resistência equivalente do ponto de neutro
S_{cc}	Potência de curto-circuito da rede
T_D	Atraso médio na resposta do conversor
T_p	Constante de tempo do polo do controlador PI de corrente
T_z	Constante de tempo do zero do controlador PI de corrente
U_A, U_B, U_C	Tensões fase-terra
U_{CC}	Tensão de curto-circuito dos transformadores
U_N	Tensão de neutro
V_{CC}	Tensão contínua à entrada do inversor
V_0	Tensão alternada à saída do inversor
Y_A, Y_B, Y_C	Admitâncias fase-terra
Y_0	Admitância homopolar
Y_P	Admitância da Bobina de Petersen
Y_U	Admitância de desequilíbrio no ponto de defeito
Z_d, Z_i, Z_h	Impedâncias direta, inversa e homopolar da linha
Z_D	Impedância de defeito
Z_0	Impedância homopolar da reatância de neutro

Lista de Variáveis com letras gregas

α	Fator de carga do circuito RLC
α_i	Ganho do sensor de corrente
ξ	Coefficiente de amortecimento
ω	Frequência angular da rede
ω_c	Frequência angular da componente de carga
ω_0	Frequência angular de oscilação natural do circuito RLC
ν	Fator de dessintonia
$\cos \theta$	Fator de potência

Capítulo 1

Introdução

1.1. Enquadramento

A busca constante por melhores índices de qualidade no fornecimento de energia elétrica e as perdas financeiras nos processos industriais dos grandes clientes, provenientes das interrupções na rede elétrica, são alguns dos motivos que obrigam um processo contínuo de procura por novas tecnologias pelas distribuidoras de energia de forma a aperfeiçoar os seus sistemas elétricos.

A ocorrência de curto-circuitos numa rede elétrica é inevitável, e as correntes de curto-circuito podem ter efeitos muito destrutivos no sistema elétrico. Tipicamente, a magnitude destas correntes é várias vezes superior à da corrente nominal de operação. As consequências destas correntes elevadas podem ser catastróficas para a normal operação da rede elétrica, desde provocarem esforços mecânicos nos condutores até a excederem o limite térmico dos condutores. Por fim, no ponto de curto-circuito, a libertação de energia pode criar um arco elétrico que, se não for detetado e extinto, pode provocar um incêndio e os danos no sistema podem estender-se [1].

Os problemas de qualidade de energia que atualmente mais afetam os consumidores são o dos micro cortes, das interrupções breves e sobretudo das cavas de tensão resultantes de perturbações nas redes elétricas. Maioritariamente, são os defeitos nas redes de distribuição primária, ou seja, na Média Tensão, que mais afetam os consumidores. Na Tabela 1.1 encontra-se o registo da quantidade de interrupções acidentais na rede de distribuição MT da EDP Distribuição verificadas em 2018.

Tabela 1.1 – Balanço da continuidade de serviço da rede MT em 2018 – Interrupções acidentais [2].

Interrupções Acidentais MT	Duração	Quantidade
Breves	1 seg ≤ t ≤ 3 min	9 013
Longas	t > 3 min	6 062
TOTAL	-	15 075

Como cerca de 75% dos defeitos que ocorrem na rede MT são do tipo fase-terra, ou seja, a larga maioria, torna-se bastante interessante a análise deste tipo de curto-circuito [3].

Na área de energia é sabido que o Regime de Neutro, isto é, o tipo e valor da impedância inserida na ligação do neutro à terra das subestações, tem um grande impacto no comportamento das correntes

e tensões da uma rede quando uma fase contacta a terra. A escolha apropriada do Regime de Neutro pode desempenhar um papel fundamental na segurança da rede elétrica e na qualidade da energia elétrica. Do ponto de vista do distribuidor de energia, a detecção rápida e a localização dos defeitos são muito importantes, sendo para tal muito relevante conhecer o comportamento esperado das correntes de curto-circuito.

A observação de que uma parte dos curto-circuitos que ocorrem nas redes de Média Tensão se extinguem por si próprios, sem a necessidade de abertura dos disjuntores das fases em defeito, remonta à primeira metade do século XX e foi objeto de diversas recolhas sistemáticas de dados de observação em vários países, nomeadamente a Alemanha e os Estados Unidos.

Em 1917, a partir das observações feitas na Alemanha, o pioneiro Waldemar Petersen fez o desenvolvimento teórico, estabelecendo as bases da análise do comportamento das redes MT em função do respetivo Regime de Neutro, que se mantêm como referência até ao dia de hoje [4].

Posteriormente, Petersen propôs a adoção do Regime de Neutro Ressonante, que viria a ter implementação generalizada na Alemanha, Escandinávia e países de Leste de influência cultural germânica, até ao presente [5]. Na Figura 1.1 está representada a primeira Bobina de Petersen.

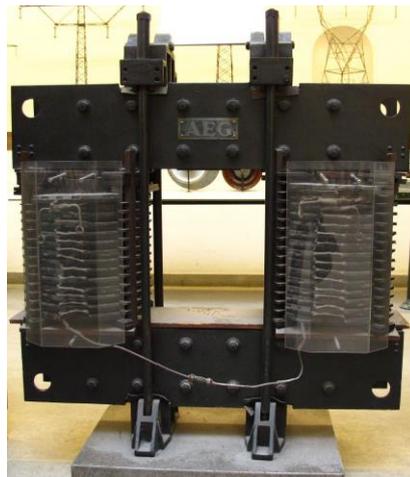


Figura 1.1 – Primeira Bobina de Petersen de 40 A (Museu Alemão de Munique) [6].

O Regime de Neutro Ressonante oferece a autoextinção de arcos elétricos em linhas aéreas em cerca de 80% dos defeitos à terra transitórios. Considerando que 80% de todos os defeitos à terra são temporários, então mais do que 60% dos defeitos fase-terra em linhas aéreas extinguem-se sem a necessidade de abertura de disjuntores [7].

Atualmente, com o avanço da tecnologia de semicondutores, especialmente com a evolução da eletrônica para potências elevadas, um novo sistema de compensação baseado nestes equipamentos será estudado.

1.2. Objetivos da Dissertação

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver um novo sistema de compensação de defeitos fase-terra baseado em conversores eletrônicos de potência, nomeadamente com recurso ao inversor monofásico de tensão.

Para atingir este objetivo, será desenhado um sistema capaz de injetar uma corrente do tipo indutivo no ponto de neutro da subestação de modo a anular a corrente de curto-circuito capacitiva que irá surgir durante um defeito fase-terra na rede elétrica. Este sistema tem como base a teoria da Bobina de Petersen.

Um Controlador Linear Proporcional Integral com modulação por largura de impulso (PWM) de 3 níveis será implementado para controlar os valores de corrente injetados pelo inversor de tensão.

Serão efetuadas simulações de uma rede elétrica através do software *MATLAB/Simulink* e comparados os comportamentos de vários regimes de neutro na ocorrência de defeitos fase-terra, com especial foco no novo sistema de compensação.

Por fim, será testado experimentalmente em laboratório o sistema da Bobina de Petersen Eletrónica com recurso a um *dSPACE MicroLabBox* como interface de um programa desenvolvido em *Simulink*.

1.3. Organização da Dissertação

Esta dissertação está dividida, além da introdução, em seis outros capítulos.

No **Capítulo 2** é feita a revisão de literatura sobre regimes de neutro, comparando-os a vários níveis. Desenvolve-se a teoria do regime de neutro ressonante, demonstrando-se a teoria da sintonização da Bobina de Petersen e definindo os parâmetros mais relevantes. Por fim, é realizada uma análise transitória de curto-circuitos.

No **Capítulo 3** é apresentado o novo sistema de compensação, a Bobina de Petersen Eletrónica (BPE). É feito o dimensionamento de todos os componentes necessários ao funcionamento deste sistema.

No **Capítulo 4** faz-se o dimensionamento da rede elétrica que será simulada, desde a alta tensão até às cargas no extremo da rede de média tensão.

No **Capítulo 5** é desenvolvido o método de controlo da BPE, nomeadamente a processo para a determinação da corrente de referência e o dimensionamento do Controlador Proporcional Integral. É também desenvolvido um algoritmo para deteção de defeitos fase-terra.

No **Capítulo 6** apresentam-se os resultados de simulação da rede elétrica com quatro diferentes Regimes de Neutro. Além disso, são também mostrados os resultados obtidos em laboratório com o novo sistema de compensação.

As considerações finais do trabalho são expostas no capítulo **Conclusões** onde são sintetizadas as ideias apresentadas nos capítulos anteriores. São também apresentadas as ideias para possíveis trabalhos futuros, que possam dar continuidade a este projeto.

Os **Anexos** contêm várias placas e tabelas de características de equipamentos dimensionados ao longo do trabalho, cálculos auxiliares e o programa *Simulink* utilizado na parte experimental.

Capítulo 2

Análise Teórica

O presente capítulo visa a introdução teórica dos regimes de neutro e quais as suas principais vantagens e desvantagens, com especial foco no regime de neutro ressonante, por intermédio da apresentação dos principais conceitos e modelos utilizados atualmente para implementar esta tecnologia.

De seguida, faz-se o desenvolvimento por componentes simétricas da rede elétrica com o objetivo de identificar o circuito simplificado para análise da Bobina de Petersen e posteriormente, uma análise mais pormenorizada do regime de neutro ressonante, com o recurso à teoria da Bobina de Petersen.

Por fim, é realizada uma análise teórica do transitório da corrente de defeito expectável durante um curto-circuito fase-terra.

2.1. Ponto de Ligação

Na rede de Distribuição de energia elétrica da EDP, a ligação à terra de uma subestação pode ser realizada de duas formas:

- Através do ponto de neutro existente do lado da média tensão do transformador AT/MT, se ele estiver ligado em $YN/yn0/d$; ¹
- Através de uma bobina trifásica ligada em zig-zague, caso o transformador AT/MT esteja ligado em $YN/d11$, como é comum na rede Portuguesa, criando-se um ponto de neutro artificial.

2.2. Propósito dos Regimes de Neutro

As redes de distribuição de MT são construídas com base em alguns parâmetros fundamentais que influenciam a maioria dos seus componentes, bem como o seu funcionamento: o regime de neutro e a tensão de funcionamento e a potência instalada.

Existe uma grande diversidade de regimes de neutro nas redes de distribuição [8] [9]. A escolha do tipo de regime de neutro a adotar era, inicialmente, apenas de carácter económico e técnico. No entanto, com o passar do tempo outras questões foram levantadas como, por exemplo, a segurança

¹ Os transformadores com dois enrolamentos, ambos ligados em estrela com todos os terminais acessíveis, incluirão um enrolamento suplementar ligado em triângulo (enrolamento terciário de estabilização), com dois terminais acessíveis, destinados a constituir o mesmo vértice do triângulo, previstos para serem ligados à terra [31].

e qualidade da energia fornecida aos consumidores finais [10]. Cada um dos diferentes tipos de regimes de neutro das subestações, que podem ser utilizados para limitar ou eliminar a corrente de defeito fase-terra, ou proteger os equipamentos presentes no sistema de danos, apresenta vantagens e desvantagens, tornando-se então importante a discussão associada à escolha do regime de neutro existente no SEE.

Para identificar defeitos à terra numa rede de energia elétrica e conseqüentemente proceder à sua proteção, é necessário conhecer em detalhe o regime de neutro utilizado. A identificação de defeitos à terra, quer sejam defeitos fase-terra ou fase-fase-terra, é realizada através de medições de tensões ou de correntes homopolares, pelo que ter conhecimento destes parâmetros é fundamental para se conseguir seleccionar e implementar o sistema de proteções.

A forma que garante a identificação do defeito é pela medição da tensão homopolar (esta tensão é igual a zero na ausência de defeito e diferente de zero na presença de um defeito fase-terra). No entanto, a proteção de tensão homopolar (como todas as proteções de tensão), não é do tipo seletivo, isto é, não é capaz de identificar a posição do defeito, mas apenas serve para indicar que existe um defeito na rede elétrica, mas sem especificar a sua localização.

Na escolha do regime neutro há alguns objetivos fundamentais a ter em consideração: a limitação da corrente de defeito; as tensões nominais e o nível de proteção contra descargas atmosféricas; a limitação de sobretensões; a segurança das pessoas; a redução de tempo e custos em manutenção; a facilidade na deteção de defeitos. É também importante perceber que, de uma forma geral, o método de ligação à terra do neutro não provoca qualquer alteração durante a operação do sistema elétrico, mas tem um papel fundamental quando ocorre um defeito fase-terra. De facto, o regime de neutro implementado nas subestações de distribuição de energia elétrica é que determina as características dos defeitos à terra, nomeadamente as tensões e correntes da rede, a duração do defeito e o número de consumidores afetados [11].

2.3. Tipos de Regimes de Neutro

Existem diferentes formas de ligar um sistema elétrico à terra numa subestação de MT e os mesmos podem ser divididos em duas subcategorias principais, sendo elas os regimes de neutro de grandes correntes de defeito e os regimes de neutro de pequenas correntes de defeito [12]. Dentro dos regimes de neutro de grandes correntes pode ter-se a ligação sólida do neutro à terra e a ligação de neutro impedante, enquanto que nos regimes de neutro de pequenas correntes pode-se ter o regime de neutro ressonante e o regime de neutro isolado.

Nos seguintes subcapítulos são introduzidos os conceitos essenciais de cada um dos regimes de neutro que podem ser utilizados.

2.3.1. Neutro Sólido à terra

Num sistema ligado à terra diretamente, os pontos de neutro são ligados intencionalmente à terra através apenas de um condutor, pelo que o valor da impedância à terra corresponde apenas à impedância do próprio condutor. Neste tipo de regime, quando ocorre um defeito fase-terra, existe uma malha que se fecha onde irá circular a corrente homopolar, o que faz com que não existam grandes elevações de tensões nas fases sãs. No entanto, a corrente homopolar do defeito assume valores muito elevados, e conseqüentemente o mesmo é facilmente detetada pelo relé, possibilitando a sua rápida eliminação. A Figura 2.1 representa o esquema de um sistema de neutro ligado solidamente à terra.

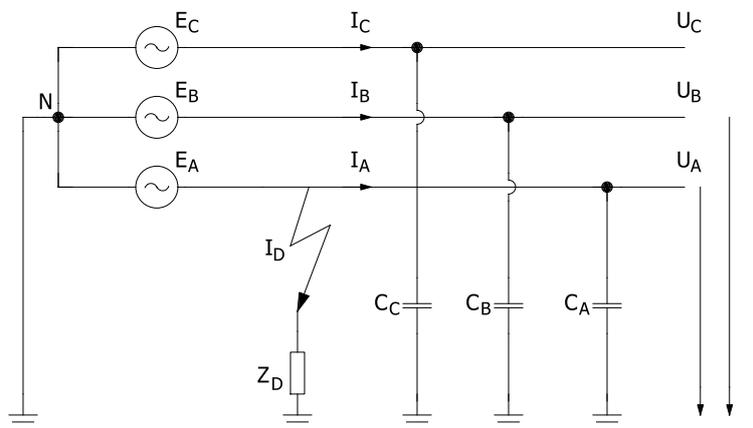


Figura 2.1 – Defeito fase-terra em sistema trifásico com neutro ligado solidamente à terra.

Sistemas que utilizam este tipo de ligação à terra não possuem a capacidade de limitar as correntes de defeito e assim fornecer uma proteção extra para os equipamentos presentes na rede elétrica. Desta forma, o uso de neutro sólido à terra é geralmente recomendado quando se pretende utilizar equipamentos com níveis de isolamento à terra menores que a tensão composta. Como as redes de alta e muito tensão são malhadas e existem vários percursos de fornecimento de energia, este regime de neutro permite manter a rede muito estável, devido à rápida deteção e eliminação do defeito.

2.3.2. Neutro Impedante

Como descrito acima, o problema associado ao neutro sólido à terra é a elevada corrente de curto-circuito à terra. Nalguns casos, esta corrente deve ser limitada de forma a proteger as pessoas e os equipamentos.

Um dos métodos para limitar as correntes de curto-circuito à terra é o uso de um regime de neutro impedante. Neste sistema, uma impedância resistiva e/ou indutiva é inserida entre o ponto de neutro e a terra. A Figura 2.2 representa o esquema de um circuito com neutro impedante.

Dependendo do valor e do tipo de impedância colocada entre o neutro e a terra, podem ser esperadas correntes de defeito mais altas ou mais baixas. Tipicamente, os valores das correntes de defeito ficam entre as obtidas com o regime de neutro sólido e o regime de neutro isolado.

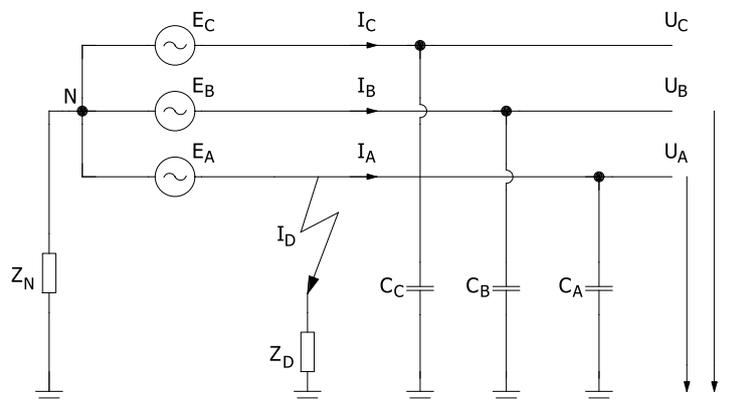


Figura 2.2 – Defeito fase-terra em sistema trifásico com neutro impedante.

Desta forma, o nível de isolamento dos condutores poderá ser inferior ao necessário para o regime de neutro sólido. No entanto, a deteção dos defeitos continua a ser realizada de forma segura, precisa e rápida, evitando-se disparos intempestivos. Este regime de neutro não possibilita a continuidade de serviço nesse ramal mais do que alguns segundos.

Tipicamente na EDP Distribuição são utilizadas Reatâncias de Neutro limitadoras a 300 A (durante 10 segundos) ou a 1000 A (durante 5 segundos) [13]. Desta forma, as comparações que serão realizadas mais adiante terão em conta um regime de neutro com uma Reatância Limitadora a 300 A.

2.3.3. Neutro Isolado

Num sistema isolado, não existe nenhuma ligação intencional de nenhuma parte do sistema elétrico à terra, à exceção dos primários dos transformadores de medida de tensão. Este sistema também pode ser implementado colocando uma impedância muito elevada entre o ponto de neutro e a terra. Esta é a solução mais simples e a melhor do ponto de vista económico. Neste sentido, quando ocorre um defeito de uma fase à terra, 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 da subestação tal como pode ser observado através da Figura 2.3.

No entanto, será provocado um grande desequilíbrio nas tensões de fase, sendo que a tensão no ponto de neutro atinge o inverso da tensão da fase em defeito, e a tensão nas fases sãs deverá atingir o valor da tensão composta. Em termos de corrente de defeito, o valor máximo desta irá depender da capacidade total à terra da rede, aumentando com o aumento do comprimento das saídas da subestação, quer sejam linhas aéreas ou cabos subterrâneos.

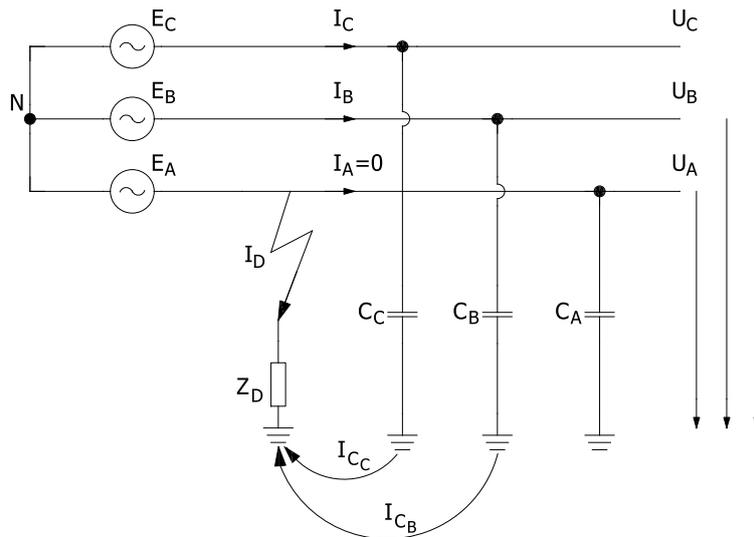


Figura 2.3 – Defeito fase-terra em sistema trifásico com neutro isolado.

A principal vantagem do sistema isolado é a possibilidade de manter a linha em defeito em serviço durante o defeito, uma vez que a corrente de defeito é muito diminuída comparativamente com o neutro impedante e com o regime sólido e as tensões compostas são pouco afetadas. No entanto, a corrente de defeito poderá não suficientemente baixa para que, caso o defeito seja transitório, o arco elétrico se autoextinga. No entanto, do ponto de vista dos sistemas de proteção e da proteção de pessoas, terão de se utilizar funções complementares para detetar esse tipo de defeito, como seja a função de máximo de tensão de neutro (ANSI 59N).

2.3.4. Neutro Ressonante ou Bobina de Petersen

O regime de neutro ressonante é uma versão especial do regime de neutro isolado. Neste caso, uma bobina de impedância ajustável é colocada entre o ponto de neutro e a terra, funcionando como um compensador de correntes de defeito à terra. A ideia deste regime de neutro é produzir uma corrente indutiva vetorialmente oposta à corrente de curto-circuito capacitiva resultante de um defeito fase-terra. Como consequência, a corrente indutiva cancela a corrente capacitiva e a corrente total à terra é diminuída.

A bobina pode ser ligada ao ponto de neutro do transformador de distribuição, caso este esteja ligado em estrela do lado do nível de tensão mais baixo. Caso esta opção não esteja disponível, a bobina poderá ser ligada no barramento através do neutro artificial criado por um transformador zigzague.

A utilização de um regime de neutro ressonante permite reduzir a corrente de curto-circuito à terra para cerca de 3 a 10 por cento da que se obteria com o sistema isolado. Quando a impedância da bobina é ajustada para compensar o defeito na sua totalidade, ou seja, uma sintonização de 100%, a magnitude da corrente de defeito será determinada somente pelas perdas de Joule na bobina, pelas harmónicas presentes no sistema e pelas correntes de fuga do sistema [7].

A maior vantagem deste regime de neutro é a autoextinção de uma grande percentagem dos defeitos, mas também o facto da saída poder continuar em serviço com apenas duas fases durante o defeito numa das fases.

A maior desvantagem é a dificuldade de detetar defeitos permanentes ou sistemáticos, visto que a corrente que circula pelo neutro é muito reduzida. Para além desta desvantagem, o sistema tem de ser capaz de medir a capacidade total homopolar do sistema de forma automática, o que o torna a sua implementação mais complexa ao nível de engenharia.

Tal como com o regime de neutro isolado, do ponto de vista dos sistemas de proteção e da proteção de pessoas, poderá ser necessário utilizar funções complementares para detetar esse tipo de defeito, como seja a função de máximo de tensão de neutro (ANSI 59N).

A teoria de sintonização e os parâmetros mais importantes do regime de neutro ressonante serão analisados mais adiante.

2.3.5. Comparação entre os vários Regimes de Neutro

Na Tabela 2.1 são apresentadas as consequências para as correntes e tensões da rede com a escolha de cada regime de neutro e outros fatores associados.

Tabela 2.1 – Diferenças entre os vários Regimes de Neutro.

Fatores associados	Regime de Neutro			
	Sólido à terra	Reatância Limitadora	Isolado	Ressonante
Nível de Isolamento Requerido	Fase-Neutro	Fase-Fase	Fase-Fase	Fase-Fase
Limitação de Sobretensões	Boa	Média	Má	Média
Segurança de Pessoas	Baixa	Média	Média	Alta
Autoextinção de defeitos	Nunca	Raramente	Algumas vezes	Quase sempre
Sensibilidade das Proteções a Defeitos à Terra	Alta	Média	Baixa	Baixa
Stress Térmico	Alto	Médio	Baixo	Muito baixo

Através da tabela pode verificar-se que os diversos regimes têm vantagens e desvantagens e, consoante a rede em questão e os objetivos para um particular sistema, qualquer um deles pode ser uma solução viável.

Em Portugal Continental o regime de neutro utilizado encontra-se uniformizado devido ao programa PURN (Programa de Uniformização dos Regimes de Neutro) da EDP Distribuição. O regime de neutro adotado é o regime de neutro com impedância limitadora (valor de impedância fixo), sendo a presença do regime isolado residual. No Norte da Europa, é o Regime Ressonante que está mais difundido.

2.4. Teoria do Regime Ressonante

Neste subcapítulo desenvolve-se a teoria da sintonização da Bobina de Petersen, faz-se o desenvolvimento por componentes simétricas da rede elétrica e posteriormente, uma análise mais pormenorizada dos parâmetros mais relevantes do regime de neutro ressonante.

2.4.1. Princípio de sintonização da Bobina de Petersen

Na Figura 2.4 está representado o circuito de um sistema trifásico com neutro ressonante e ilustra-se os caminhos das correntes durante um defeito fase-terra na fase A. O sentido das correntes reflete o processo de descarga do condutor sob defeito e o processo de carga dos condutores das fases sãs.

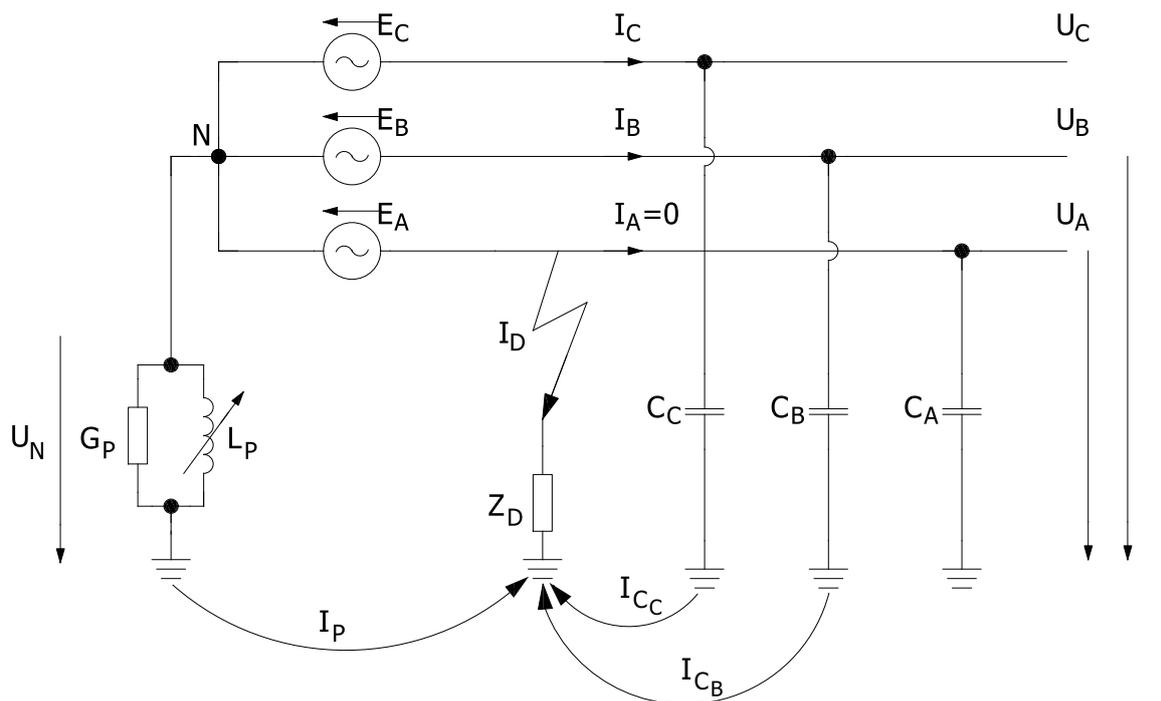


Figura 2.4 – Circuito equivalente de um defeito fase-terra em sistema trifásico com Regime de Neutro Ressonante com Bobina de Petersen [14].

Na Figura 2.5 estão representados os diagramas vetoriais das correntes e tensões deste sistema em regime permanente e em defeito, considerando o circuito equivalente do sistema com neutro ressonante via Bobina de Petersen, e um curto-circuito da fase A à terra.

Em regime permanente, admite-se que a tensão de neutro-terra U_N é nula e, portanto, as tensões fase-neutro E_A, E_B, E_C são iguais às tensões fase-terra U_A, U_B, U_C . Quando a fase A passa a estar ao potencial da terra devido ao defeito, a tensão de neutro sobe para o inverso da tensão pré-defeito da fase A e as tensões fase-terra U_B, U_C sobem para o valor da tensão composta [15] [16].

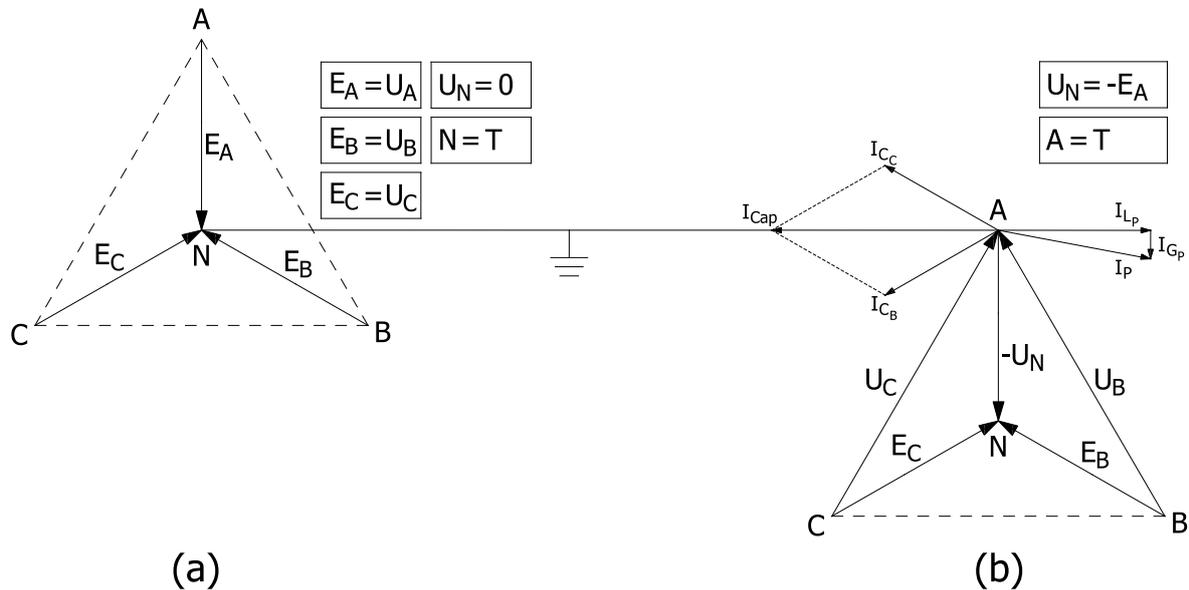


Figura 2.5 – Diagrama vetorial das correntes e tensões do sistema ressonante em regime permanente (a) e durante um defeito fase-terra (b).

A Tabela 2.2 contém a descrição das variáveis do circuito da Figura 2.4 e Figura 2.5 e que são fundamentais para a formular as equações e igualdades necessárias à análise do Regime de Neutro Ressonante.

Tabela 2.2 – Lista das variáveis do circuito equivalente da Figura 2.4 e Figura 2.5.

L_P, G_P – Indutância e condutância da B. Petersen	C_A, C_B, C_C – Capacidade fase-terra
Z_D – Impedância de defeito	N – Ponto de neutro da subestação
E_A, E_B, E_C – Tensões fase-neutro	U_A, U_B, U_C – Tensões fase-terra
U_N – Tensão de neutro	I_A, I_B, I_C – Correntes das fases
I_{C_B}, I_{C_C} – Correntes capacitivas nas fases sãs	I_{Cap} – Corrente capacitiva total da linha
I_P – Corrente na BP durante o defeito à terra	I_D – Corrente no ponto de defeito
I_{GP} – Componente ativa da I_P	I_{LP} – Componente reativa da I_P

Para determinar as equações mais relevantes para o estudo do regime ressonante e o método de compensação dos defeitos, fazem-se algumas aproximações e simplificações. Sendo assim, considera-se que:

- As capacitâncias e condutâncias fase-terra em todas as fases são iguais;
- Os fenómenos transitórios e as harmónicas são desprezadas;
- Desprezam-se a resistência e reatância transversais das linhas;
- Todos os desequilíbrios são transpostos para a fase A;
- Para as primeiras observações, não existe fluxo de carga.

De facto, existem sempre perdas resistivas na bobina, nas linhas, no transformador e nos isoladores, o que faz com que no ponto de defeito a corrente tenha sempre uma parcela ativa, enquanto que a parcela reativa é cancelada pela corrente originada pela bobina, como será visto adiante.

O circuito equivalente simplificado da Figura 2.6 contém as aproximações descritas.

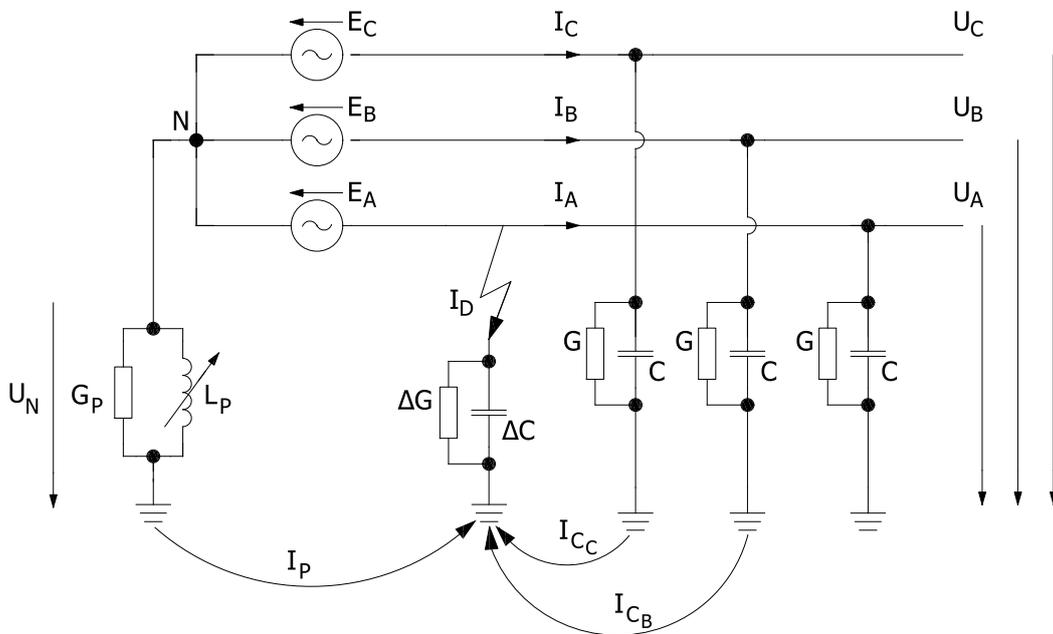


Figura 2.6 – Circuito equivalente simplificado.

Num sistema trifásico, as tensões de fase estão desfasadas 120° entre elas, sendo essa rotação representada pelo fator $a = e^{-j120^\circ}$ e verifica-se $1 + a + a^2 = 0$. Para as tensões \overline{E}_A , \overline{E}_B e \overline{E}_C resultam as seguintes expressões:

$$\overline{E}_A = E_{AN} e^{j0^\circ} \quad (2.1)$$

$$\overline{E}_B = a^2 \overline{E}_A \quad (2.2)$$

$$\overline{E}_C = a \overline{E}_A \quad (2.3)$$

A partir do circuito equivalente simplificado da Figura 2.6 que contém as aproximações descritas anteriormente, podem formular-se as seguintes equações:

$$0 = \bar{I}_P + \bar{I}_A + \bar{I}_B + \bar{I}_C \quad (2.4)$$

$$\bar{U}_N \bar{Y}_P = \bar{I}_P \quad (2.5)$$

$$(\bar{E}_A + \bar{U}_N) \bar{Y}_A = \bar{I}_A \quad (2.6)$$

$$(\bar{E}_B + \bar{U}_N) \bar{Y}_B = \bar{I}_B \quad (2.7)$$

$$(\bar{E}_C + \bar{U}_N) \bar{Y}_C = \bar{I}_C \quad (2.8)$$

As condutâncias são dadas por:

$$\bar{Y}_P = G_P + \frac{1}{j\omega L_P}, \quad (2.9)$$

$$\bar{Y}_A = (G + \Delta G) + j\omega(C + \Delta C) \quad (2.10)$$

$$\bar{Y}_B = \bar{Y}_C = G + j\omega C \quad (2.11)$$

Substituindo as expressões (2.2), (2.3), (2.5), (2.6), (2.7) e (2.8) na equação (2.4) tem-se:

$$0 = \bar{U}_N(\bar{Y}_P + \bar{Y}_A + \bar{Y}_B + \bar{Y}_C) + \bar{E}_A(\bar{Y}_A + \alpha^2\bar{Y}_B + \alpha\bar{Y}_C) \quad (2.12)$$

o que é equivalente a:

$$\bar{U}_N = -\bar{E}_A \frac{\bar{Y}_A + \alpha^2\bar{Y}_B + \alpha\bar{Y}_C}{\bar{Y}_P + \bar{Y}_A + \bar{Y}_B + \bar{Y}_C} \quad (2.13)$$

Desta equação pode simplificar-se o numerador e denominador, ficando-se com:

$$\bar{Y}_A + \alpha^2\bar{Y}_B + \alpha\bar{Y}_C = \Delta G + j\omega\Delta C \quad (2.14)$$

$$\bar{Y}_A + \bar{Y}_B + \bar{Y}_C = (3G + \Delta G) + j\omega(3C + \Delta C) \quad (2.15)$$

Sendo assim, a tensão de neutro será dada por:

$$\bar{U}_N = -\bar{E}_A \frac{\bar{Y}_U}{\bar{Y}_U + G_W + j(B_C - B_L)} = -\bar{E}_A \frac{\bar{Y}_U}{\bar{Y}_U + \bar{Y}_O} \quad (2.16)$$

Onde \bar{Y}_O corresponde à admitância homopolar equivalente:

$$\bar{Y}_O = G_W + j(B_C - B_L) \quad (2.17)$$

G_W corresponde à componente térmica de \bar{Y}_O :

$$G_W = 3G + G_P \quad (2.18)$$

B_C corresponde à componente capacitiva de \bar{Y}_O :

$$B_C = \omega 3C \quad (2.19)$$

B_L corresponde à componente indutiva de \bar{Y}_O :

$$B_L = \frac{1}{\omega L_P} \quad (2.20)$$

\bar{Y}_U corresponde ao desequilíbrio no ponto de defeito:

$$\bar{Y}_U = \Delta G + j\omega\Delta C \quad (2.21)$$

Na Figura 2.7 apresenta-se o circuito equivalente à equação (2.16) da análise de um defeito fase-terra com o sistema de neutro com Bobina de Petersen.

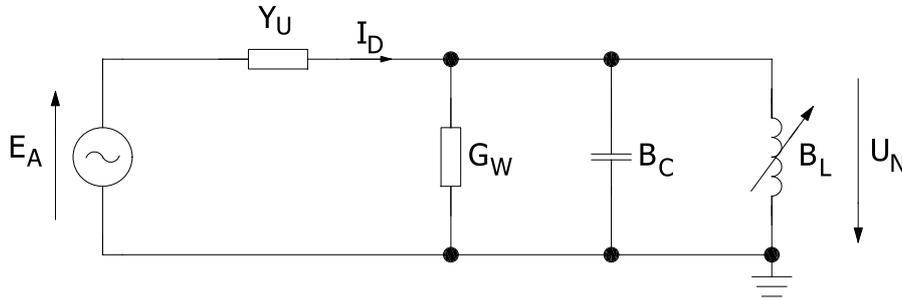


Figura 2.7 – Circuito equivalente monofásico para um defeito fase-terra.

Este circuito é válido para defeitos fase-terra de baixa impedância e também para redes elétricas com um desequilíbrio entre as capacidades das linhas desprezável.

Desta forma, para obter a sintonia perfeita ou ponto de ressonância, a amplitude da componente indutiva da Bobina de Petersen tem de ser igual à amplitude do total da corrente capacitiva de toda a rede a jusante. Portanto, a partir circuito equivalente da Figura 2.7, a sintonia plena é dada por:

$$B_C = B_L \Leftrightarrow \omega 3C = \frac{1}{\omega L_P} \quad (2.22)$$

Colocando a indutância L_P em evidência, obtém-se:

$$L_P = \frac{1}{3\omega^2 C} \quad (2.23)$$

Esta foi a expressão proposta por Petersen para dimensionar as reatâncias de forma a compensarem as correntes capacitivas durante os defeitos fase-terra [17].

Além disso, a partir da Figura 2.5 comprova-se que as tensões nas fases sãs sobem para o valor da tensão composta durante o defeito fase-terra:

$$\overline{U_B} = \overline{E_B} + \overline{U_N}, \quad (2.24)$$

$$\overline{U_C} = \overline{E_C} + \overline{U_N} \quad (2.25)$$

Desprezando a resistência de defeito, pode aproximar-se a tensão de neutro ao inverso da tensão na fase em defeito:

$$\overline{U_N} \cong -\overline{E_A} \quad (2.26)$$

Considera-se então que a corrente $\overline{I_P}$ que circula no neutro no ponto de sintonia perfeita pode ser aproximada a:

$$\overline{I_P} = \overline{U_N} \overline{Y_P} \cong -\overline{E_A} \overline{Y_P} \quad (2.27)$$

2.4.2. Corrente capacitiva à terra – I_{Cap}

A partir de (2.7) (2.8) (2.24) (2.25), pode reescrever-se as correntes capacitivas nas fases sãs como:

$$\overline{I_{C_B}} = j\omega C \overline{U_B} = j\omega C (\overline{E_B} - \overline{E_A}) \quad (2.28)$$

$$\overline{I_{C_C}} = j\omega C \overline{U_C} = j\omega C (\overline{E_C} - \overline{E_A}) \quad (2.29)$$

A corrente total capacitiva da linha à terra $\overline{I_{Cap}}$ é dada pela soma das correntes capacitivas de cada fase sã durante um defeito fase-terra:

$$\begin{aligned} \overline{I_{Cap}} &= \overline{I_{C_B}} + \overline{I_{C_C}} \\ \overline{I_{Cap}} &= j\omega C (\overline{E_{B_A}} + \overline{E_{C_A}}) \\ \overline{I_{Cap}} &= j\omega C (\sqrt{3}E_{AN}e^{j30^\circ} + \sqrt{3}E_{AN}e^{-j30^\circ}) \\ \overline{I_{Cap}} &= j3\omega C E_{AN} \end{aligned} \quad (2.30)$$

O fator 3 que aparece na corrente capacitiva no caso de um curto-circuito fase-terra não se refere à soma das capacidades das três fases, mas sim à soma dos fasores das correntes capacitivas das duas fases sãs.

2.4.3. Fator de dessintonia – ν

O fator de dessintonia ν indica qual é o nível de compensação da corrente de defeito pela Bobina de Petersen. Este fator corresponde à razão entre a corrente de defeito I_D e a corrente capacitiva I_{Cap} que aparece durante o defeito:

$$\nu = \frac{I_D}{I_{Cap}} = \frac{I_{LP} - I_{Cap}}{I_{Cap}} = 1 - \frac{1}{3\omega^2 L_P C} \quad (2.31)$$

A compensação total implica controlar o valor do fator de dessintonia para zero. Tipicamente não se utiliza sintonia total para evitar problemas de ressonância, pelo que a Bobina é dessintonizada de forma a limitar a corrente defeito, geralmente 40 A [18].

No sistema clássico, a posição da Bobina em que a dessintonia é nula corresponde a encontrar o máximo da tensão na Bobina. A partir desse ponto define-se o fator de dessintonia que se pretende impor para quando um defeito fase-terra ocorrer, e a corrente seja limitada de acordo.

Tendo em conta este processo, a dessintonia pode ser positiva, negativa ou nula. Quando o sistema não está em plena sintonia, diz-se sobrecompensado se:

$$|\overline{I_{LP}}| > |\overline{I_{Cap}}| \quad (2.32)$$

ou subcompensado se:

$$|\overline{I_{LP}}| < |\overline{I_{Cap}}| \quad (2.33)$$

A Figura 2.8 mostra o impacto de diferentes posições de sintonia na corrente de defeito I_D .

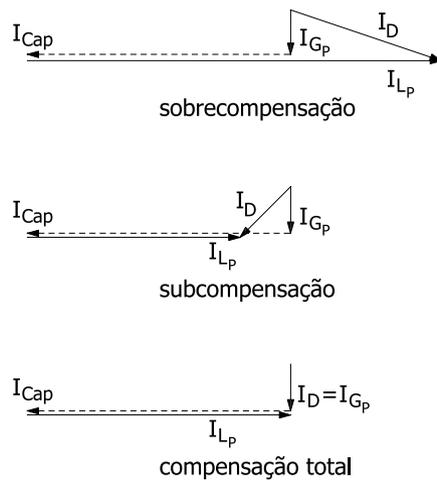


Figura 2.8 – Impacto de diferentes posições de sintonia na corrente de defeito I_D [15] [16].

2.4.4. Fator de amortecimento – d

O fator de amortecimento, d , é definido como a razão entre a componente ativa da corrente de defeito residual e a corrente capacitiva de defeito:

$$d = \frac{I_W}{I_{cap}} = \frac{G_W}{3\omega C} \quad (2.34)$$

sendo que G_W representa as perdas resistivas, de forma concentrada, de todos os elementos resistivos que compõem o circuito.

A Figura 2.9 mostra a variação da tensão na bobina com o fator de dessintonia e o fator de amortecimento durante condições normais de funcionamento.

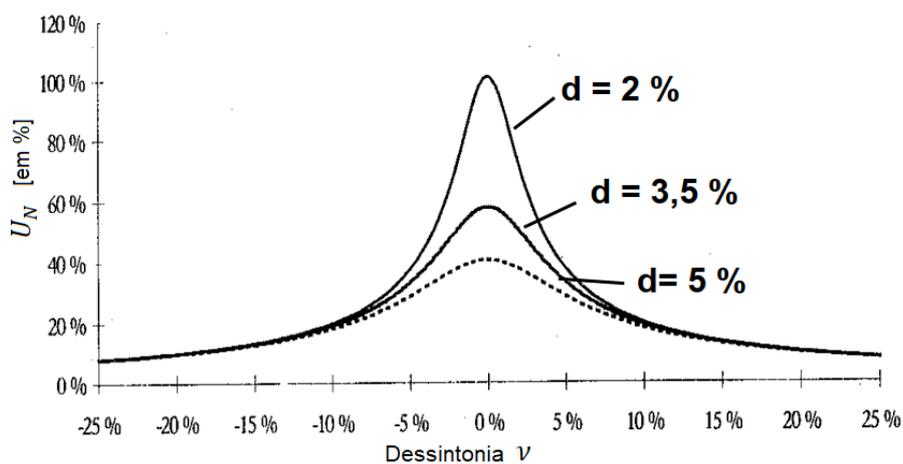


Figura 2.9 – Variação da tensão na bobina com o fator de dessintonia e o fator de amortecimento durante condições normais de funcionamento (Adaptado de [15]).

2.4.5. Corrente de curto-circuito fase-terra – I_D

A admitância homopolar calculada em (2.17) pode ser reescrita em termos do fator de dessintonia e do fator de amortecimento:

$$\bar{Y}_o = 3\omega C(d + jv) \quad (2.35)$$

Analisando a Figura 2.7 a corrente de defeito \bar{I}_D pode ser expressa por:

$$\bar{I}_D \cong \bar{U}_N \cdot \bar{Y}_o = 3E_{AN}\omega C(d + jv) \quad (2.36)$$

A curva na Figura 2.10 mostra a variação da corrente de defeito com os fatores de dessintonia e de amortecimento. O ponto de exata sintonia será no mínimo da curva e significa a minimização da corrente de defeito, a maior probabilidade para a autoextinção do arco de defeito, a diminuição dos possíveis danos causados pelo arco e a baixa tensão de toque e de passo. Nesse ponto, a corrente de defeito será puramente resistiva, e dada por:

$$\bar{I}_D = \bar{I}_{Cap} + \bar{I}_{Lp} = E_{AN}G_W \quad (2.37)$$

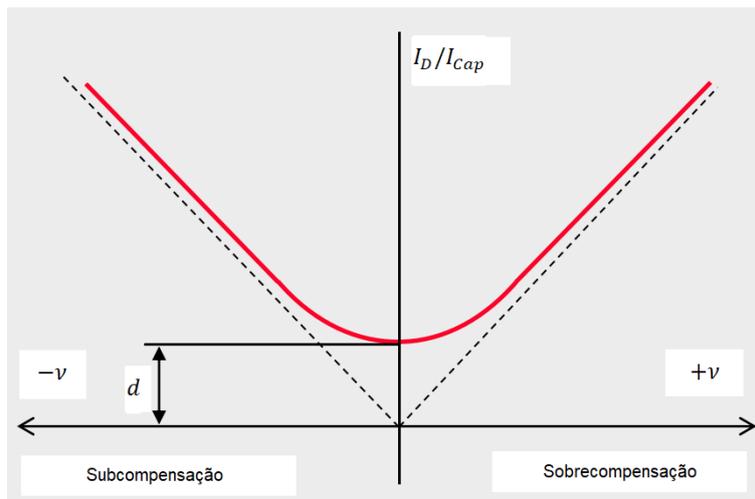


Figura 2.10 – Razão da corrente de defeito para a corrente capacitiva [15].

Uma vez que não é possível compensar a parte resistiva do defeito, a corrente indutiva que se espera injetar no ponto de neutro é:

$$\bar{I}_{Lp} = -\bar{I}_{Cap} \cdot (1 + v) = -j3\omega C E_{AN}(1 + v) = j3\omega C \bar{U}_N(1 + v) \quad (2.38)$$

2.4.6. Tensão de Neutro – U_N

A situação descrita até agora reflete o comportamento do sistema caso haja simetria entre fases. No entanto, as capacidades à terra das fases podem não ser iguais entre si e conseqüentemente a rede

perde a simetria. Esta assimetria faz com que na bobina, em regime de funcionamento normal, haja sempre uma corrente que circule no neutro, que juntamente com perdas resistivas na bobina e nas linhas, fazem com que o neutro não esteja exatamente ao potencial da terra. Conseqüentemente, e também porque a resistência de defeito Z_D dificilmente é nula, haverá sempre uma corrente de defeito residual mesmo em situação de sintonia plena. Nas equações seguintes são representadas as admitâncias das linhas \bar{Y}_A , \bar{Y}_B e \bar{Y}_C :

$$\bar{Y}_A = j\omega C_A + G_A; \bar{Y}_B = j\omega C_B + G_B; \bar{Y}_C = j\omega C_C + G_C \quad (2.39)$$

G_1 , G_2 e G_3 representam as condutâncias das linhas nas fases 1, 2 e 3, respetivamente. A partir da equação (2.13) e utilizando as relações obtidas na equação anterior, obtém-se a tensão no neutro:

$$\bar{U}_N = -\bar{E}_A \frac{\bar{Y}_A + \alpha^2 \bar{Y}_B + \alpha \bar{Y}_C}{\bar{Y}_P + \bar{Y}_A + \bar{Y}_B + \bar{Y}_C} \quad (2.40)$$

Assumindo que as perdas das linhas são iguais entre si, isto é, $G_A = G_B = G_C$, a tensão no neutro pode ser simplificada:

$$\bar{U}_N = -\bar{E}_A \frac{j\omega(C_A + \alpha^2 C_B + \alpha C_C)}{j\omega(C_A + C_B + C_C) - j\frac{1}{\omega L_P} + (3G + G_P)} \quad (2.41)$$

A partir da expressão anterior pode aferir-se o fator de simetria \bar{k} das capacidades da linha, através da equação (2.42). Quando este valor for nulo pode dizer-se que as linhas estão simétricas.

$$\bar{k} = \frac{C_A + \alpha^2 C_B + \alpha C_C}{C_A + C_B + C_C}, \quad (2.42)$$

e conseqüentemente a tensão no neutro pode ser reescrita da seguinte forma [19]:

$$\bar{U}_N = -\bar{E}_A \frac{\bar{k}}{v + jd} \quad (2.43)$$

2.5. Extinção do arco elétrico

Quando ocorre um defeito fase-terra num sistema com Bobina de Petersen, o circuito equivalente pode ser representado como mostrado na Figura 2.11. O arco é equivalente a um interruptor, e a tensão instantânea aplicada $\hat{E} \text{sen}(\omega t)$ é a tensão da fase defeituosa.

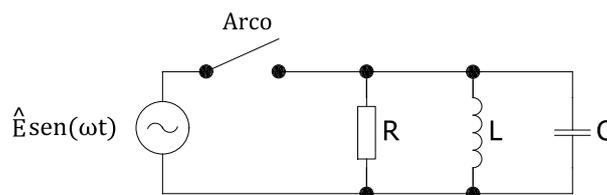


Figura 2.11 – Circuito equivalente para a situação de um defeito fase-terra.

O arco elétrico que surge no ponto do defeito pode ser extinto de forma natural, que se chama autoextinção, ou de forma forçada, pela abertura de disjuntores. A extinção dá-se quando a onda da corrente passa por zero e o valor de pico da onda de tensão não é suficientemente elevado para romper a rigidez dielétrica do ar nas redondezas do ponto de defeito [20].

A utilização da Bobina de Petersen apresenta uma dupla vantagem para a autoextinção dos defeitos, a diminuição substancial da corrente no ponto de defeito, mas também garante que a recuperação das tensões para os seus valores nominais ocorra mais lentamente do que o restabelecimento da rigidez dielétrica do ar em torno do defeito, e portanto, a ocorrência de uma nova ignição do defeito deixa de ser possível.

Quando a corrente é interrompida no circuito, ou seja, o equivalente a abrir o interruptor, irá continuar a oscilar corrente pelos circuitos L , C e R e a tensão no interruptor que se tem imediatamente depois da sua abertura é a diferença entre a tensão aplicada e a tensão transitória no condensador.

Geralmente, quando L e C não estão exatamente em sintonia com a frequência de fornecimento, a tensão de recuperação através do arco é expressa pela seguinte equação:

$$\vartheta = \hat{E} \operatorname{sen}(\omega t) - \hat{E} e^{-\alpha t} \operatorname{sen}(\omega_0 t) \quad (2.44)$$

A frequência de oscilação natural do circuito RLC (em radianos por segundo) é:

$$\omega_0 = \sqrt{\frac{1}{LC}} \quad (2.45)$$

sendo $\omega_0 = 2\pi f_0$, onde f_0 é a frequência de oscilação natural do circuito (em hertz).

O fator de carga do circuito é:

$$\alpha = \frac{1}{2RC} \quad (2.46)$$

Considerando a condição com sintonia perfeita e uma resistência de defeito nula, a tensão através do arco pode ser expressa por:

$$\vartheta = \hat{E} \operatorname{sen} \omega t (1 - e^{-\alpha t}) \quad (2.47)$$

Esta função é uma oscilação da frequência normal, que aumenta exponencialmente, cuja amplitude dos sucessivos valores será:

$$\hat{V} = \hat{E} (1 - e^{-\alpha t}) \quad (2.48)$$

Sendo assim, a taxa de aumento da amplitude é:

$$\frac{d\hat{V}}{dt} = \alpha \hat{E} e^{-\alpha t} \quad (2.49)$$

em função do amortecimento d esta expressão toma a seguinte forma:

$$\frac{d\hat{V}}{dt} = \frac{d}{2} \omega \hat{E} e^{-\frac{d}{2}\omega t} \quad (2.50)$$

Já por análise do ponto inicial $t = 0$ a expressão (2.49) fica:

$$\frac{d\hat{V}}{dt} = \alpha \hat{E} = \frac{E}{2RC} = \frac{d}{2} E \omega \quad (2.51)$$

Através desta expressão pode verificar-se que quanto maior o amortecimento d , maior é a taxa de recuperação da tensão.

Tipicamente, nas redes de Média Tensão com Regime de Neutro Ressonante, correntes de defeito fase-terra inferiores a 25 A são autoextinguíveis [21], já a norma VDE 0228 indica que o limite, por exemplo, para o nível de tensão dos 15 kV em redes de 50 Hz é de 60 A. A norma IEC 60071 considera possível a autoextinção do defeito em regimes de neutro compensados quando a corrente de defeito é compensada para menos de 65 A. No entanto, para sistemas isolados de 15 kV, tanto a norma VDE 0228 como a norma IEC 60071 consideram possível a autoextinção de defeitos fase-terra apenas se a corrente de defeito for menor que 35 A.

A Figura 2.12 mostra os limites da corrente de defeito em função da tensão nominal da rede que assegura a autoextinção do arco de acordo com a norma alemã VDE 0228.

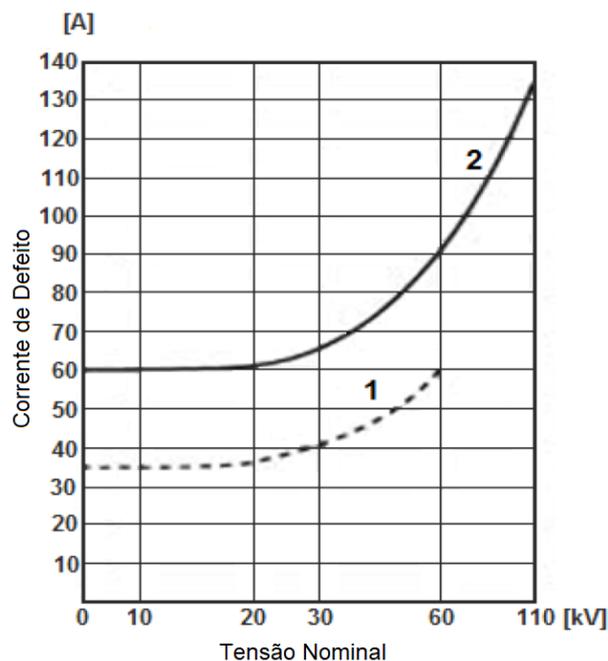


Figura 2.12 – Limites de corrente em função da tensão nominal da rede para a autoextinção do arco de acordo com a norma alemã VDE 0228 em sistema isolado (1) e sistema ressonante (2) [20].

A ação de autoextinção do arco depende não só da magnitude da corrente de curto-circuito, mas também do transitório de recuperação da tensão depois da extinção bem-sucedida do arco pela passagem da corrente por zero. Nos regimes compensados a recuperação da tensão é muito mais lenta do que nos sistemas isolados.

2.6. Análise do transitório da corrente de defeito

Um sistema diz-se estar num estado transitório quando existe uma alteração brusca numa variável, durando até se alcançar uma posição estável. A componente transitória da corrente de defeito fase-terra pode atingir amplitudes iniciais muito mais elevadas que as observadas em regime estacionário [22]. O transitório inicial que se estabelece durante tal defeito pode ser dividido em três diferentes componentes. O transitório de descarga é iniciado quando a tensão da fase em defeito cai e a carga armazenada nas capacidades à terra é removida. As frequências desta componente variam entre 500 a 2500Hz. No entanto, a amplitude desta componente representa apenas 5 a 10% da amplitude da corrente de defeito.

Por outro lado, devido ao aumento das tensões nas fases sãs, que podem chegar ao valor da tensão composta, uma outra componente, neste caso um transitório de carga, é criada [22]. Pelo próprio nome, pode entender-se que este transitório resulta da carga que os condutores nas fases sãs passam a fornecer para equilibrarem a fase que está em defeito e por isso não está a fornecer carga a jusante. As frequências desta componente são mais baixas, podendo variar entre 100 a 800 Hz.

A componente transitória de carga domina a amplitude de todo o transitório e tem tipicamente uma duração de 1 ciclo da rede. Sendo assim, pode estimar-se a amplitude da corrente transitória a partir do seguinte modelo da Figura 2.13.

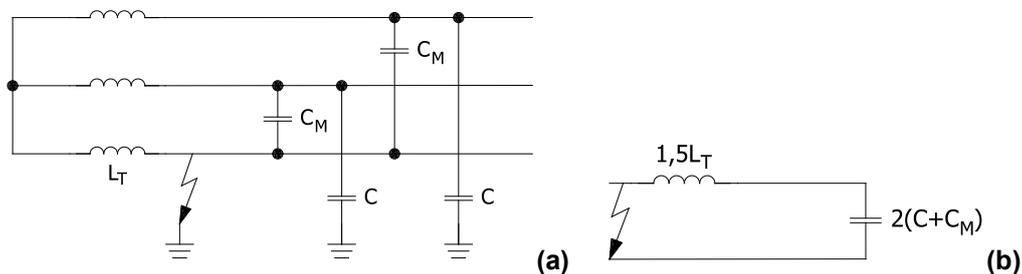


Figura 2.13 – Modelo da rede para o transitório de carga (a) e circuito equivalente (b).

A frequência angular da componente de carga não considerando qualquer fator de amortecimento é dada por:

$$\omega_c = \frac{1}{\sqrt{L_{eq}C_{eq}}} \quad (2.52)$$

Onde, pelo circuito equivalente se tem:

$$L_{eq} = 1,5L_T; \quad C_{eq} = 2(C + C_M) \quad (2.53)$$

A variável L_T representa a indutância de fase do transformador da subestação, C_M é a capacitância mútua e C é a capacitância fase-terra.

Portanto, fica-se com:

$$\omega_c = \frac{1}{\sqrt{3L_T(C + C_M)}} \quad (2.54)$$

Caso o curto-circuito ocorra quando a tensão instantânea nessa fase está no máximo da sua amplitude, a amplitude da corrente transitória é dada pela expressão [22]:

$$\hat{i}_c = \frac{C_{eq}\omega_c}{3C\omega} \hat{I}_e \quad (2.55)$$

onde \hat{I}_e é a amplitude da corrente de defeito não compensada em regime estacionário. Desta forma, verifica-se que a amplitude depende linearmente da frequência ω_c pelo que tendo a conta os valores que esta pode tomar, a amplitude máxima da corrente pode ser mais do que 15 vezes superior à componente de frequência fundamental da corrente de defeito não compensada.

A forma de onda típica de uma corrente de curto-circuito pode ser observada na Figura 2.14.

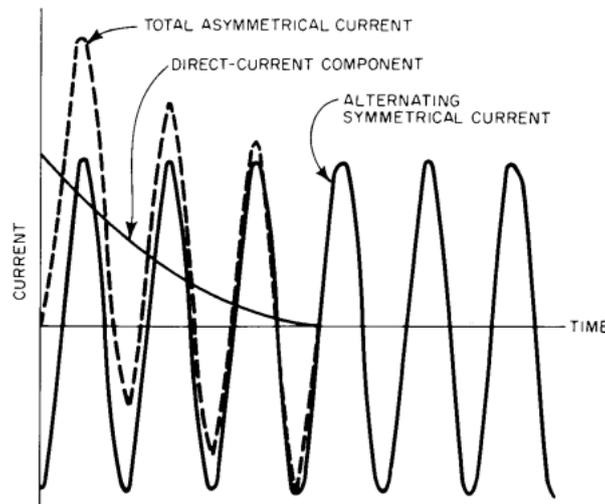


Figura 2.14 – Corrente de curto-circuito típica num sistema [23].

Quando existe compensação da corrente de defeito fase-terra, uma terceira componente aparece na forma de um decaimento transitório de corrente contínua. Este decaimento será mais visível quanto maior for a compensação, portanto para sistemas compensados com Bobina de Petersen.

Na realidade, existe sempre algum amortecimento na corrente de defeito derivado da resistência do mesmo e das cargas resistivas. Este amortecimento afeta tanto a frequência como a amplitude do transitório eletromagnético [8].

Capítulo 3

Bobina de Petersen Eletrónica

O objetivo do presente capítulo é apresentar um novo conceito de bobina de Petersen, recorrendo a tecnologia baseada em Conversores Eletrónicos de Potência. Desta forma, a este novo sistema de compensação de defeitos fase-terra é dado o nome de Bobina de Petersen Eletrónica (BPE).

Inicialmente introduz-se o novo sistema de compensação e o conversor de potência que será simulado e, posteriormente, mais em detalhe, cada componente ou equipamento secundário associados.

Neste capítulo é dimensionado o modelo de simulação, incluindo o método de controlo, o algoritmo de determinação da corrente de referência e o algoritmo de deteção do defeito. A compensação de defeitos fase-terra será, posteriormente, validada experimentalmente em laboratório.

O dimensionamento dos equipamentos serve exclusivamente para efeitos de simulação de uma subestação 60/15 kV, uma vez que a validação experimental será realizada com níveis de tensão inferiores aos simulados.

3.1. O novo sistema de compensação

Na Figura 3.1 encontra-se o esquema do novo sistema de compensação, baseado na teoria da Bobina de Petersen, realizado com o recurso a um conversor eletrónico de potência.

Como se pode verificar, o sistema baseia-se na possibilidade de variar a reatância equivalente de um transformador ligado ao ponto de neutro da rede de energia elétrica. Esta reatância pode ser regulada linearmente ao controlar-se a corrente injetada no enrolamento secundário, vista no enrolamento primário n vezes menor, sendo n a relação de transformação do transformador de acoplamento.

Esta corrente injetada será a corrente que irá compensar a corrente capacitiva de defeito na ocorrência de um defeito fase-terra na média tensão, reproduzindo o sistema ressonante clássico, como foi explicado no capítulo anterior.

A necessidade de se obter uma corrente sinusoidal foi a razão principal para a escolha do ondulator ou inversor de tensão monofásico. O inversor tem a capacidade de controlar a magnitude e frequência das grandezas sinusoidais de saída sem a necessidade de um filtro de grandes dimensões [21]. Além disso, este sistema pressupõe a existência, na subestação, de um transformador de serviços auxiliares que tenha a capacidade de alimentar este sistema [24], como é usual. Um dos maiores desafios dos sistemas de eletrónica de potência é garantir que não interferem de forma relevante com a rede elétrica ao nível de harmónicas de corrente.

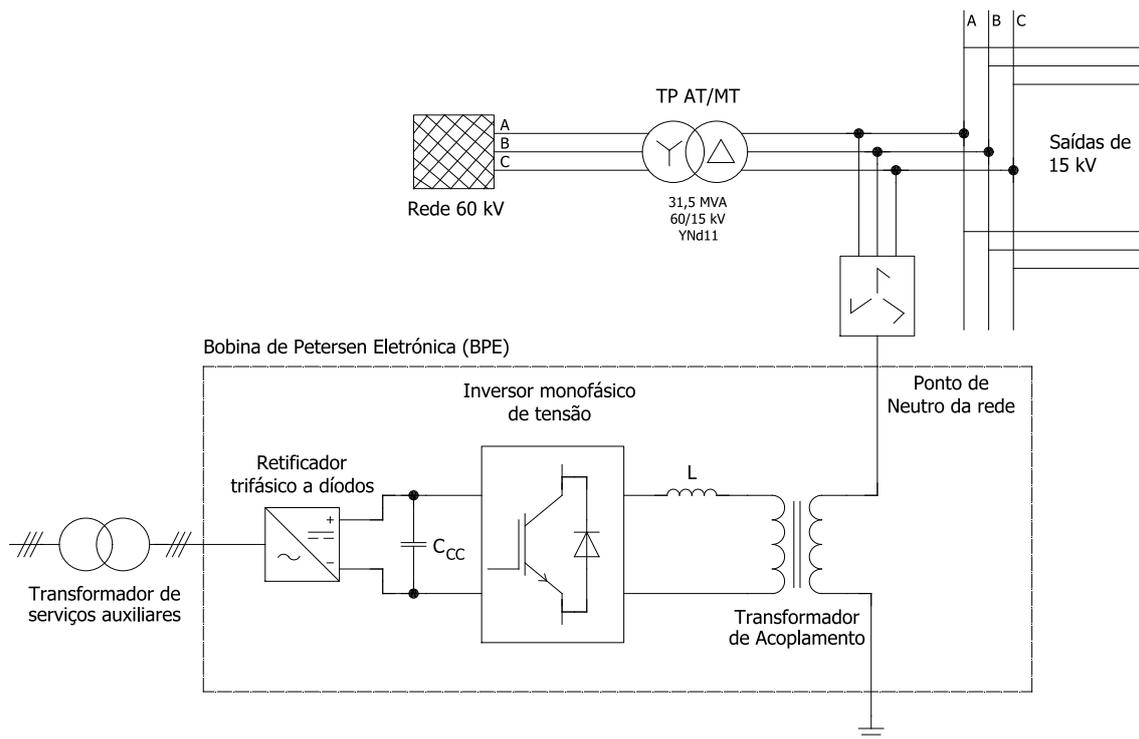


Figura 3.1 – Sistema da Bobina de Petersen Eletrônica.

3.2. Componentes do sistema

Neste subcapítulo são dimensionados os equipamentos que serão utilizados na simulação em ambiente *MATLAB/Simulink*. Desta forma, cada parte do sistema é introduzida e é explicado detalhadamente o seu funcionamento. Por fim, é feito o seu dimensionamento ou a escolha a partir do catálogo do fabricante, sendo definidos os dados da alimentação da BPE, do inversor monofásico, do condensador no andar de corrente contínua (CC), do transformador de acoplamento (TA) e do filtro de saída do inversor.

3.2.1. Alimentação da BPE – V_{CC}

Para alimentação da BPE, poderá utilizar-se o sistema já existente nas subestações da EDP de baixa tensão [24]. Este sistema refere-se à existência de um Transformador de Serviços Auxiliares (TSA) na subestação com as condições de alimentação seguintes:

- Tensão nominal de alimentação (3F+N+T): $400/230 V_{CA} \pm 15\%$;
- Frequência de rede: $50 \text{ Hz} \pm 4\%$.

Recorrendo a um retificador de tensão, ligado ao transformador é possível produzir uma tensão contínua a partir de uma tensão alternada. Sendo assim, para efeitos de simulação, é feito o dimensionamento teórico da tensão contínua V_{CC} de alimentação do inversor tendo em conta o valor médio da tensão fase-fase (composta) V_{f-f} , que o TSA fornece, ou seja, 400 V.

Considerando-se um retificador trifásico a diodos, a tensão média de saída V_{CC} esperada é dada por:

$$V_{CC} = \frac{3\sqrt{3} \cdot V_M}{\pi} \quad (3.1)$$

em que V_M é tensão de pico da fase dada pela expressão:

$$V_M = \frac{V_{f-f}}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{2} \quad (3.2)$$

Sendo assim, o valor da tensão no andar CC que se considera para a simulação é:

$$V_{CC} = 540 \text{ V} \quad (3.3)$$

Esta solução para a alimentação da BPE permite utilizar equipamentos já existentes na subestação, sendo apenas necessário a ligação de um retificador trifásico a diodos não comandado, caso a relação de transformação do transformador de isolamento entre o TSA e o retificador já presente seja unitária, ou seja, 400/400V. Caso o transformador de isolamento tenha uma relação de transformação não unitário, a solução poderá passar pela colocação de um conversor CC-CC elevador à saída do retificador para se obterem valores próximos de 540 V contínuos à entrada do inversor.

3.2.2. Inversor Monofásico

O conversor de potência objeto de estudo é o ondulador ou inversor de tensão monofásico, cujo esquema de montagem se pode observar na Figura 3.2, incluindo a representação dos pontos de ligação (coletor C , emissor E e porta G). O inversor é um conversor eletrônico de potência que tem a capacidade de converter corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). Os inversores de potência são utilizados primariamente em aplicações onde tensões e correntes elevadas estão presentes. O inversor é constituído por dois braços, cada um com dois semicondutores comandados à abertura e ao fecho, e respetivos diodos de roda livre. Os semicondutores utilizados são Transístores Bipolares de Porta Isolada, em inglês IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*). As vantagens da utilização do semicondutor IGBT para produzir a corrente alternada são:

- É um dispositivo controlado por tensão, pelo que o circuito de acionamento é relativamente simples;
- A perda de energia devido à comutação entre estados é reduzida;
- Não são necessários circuitos de ajuda na comutação.

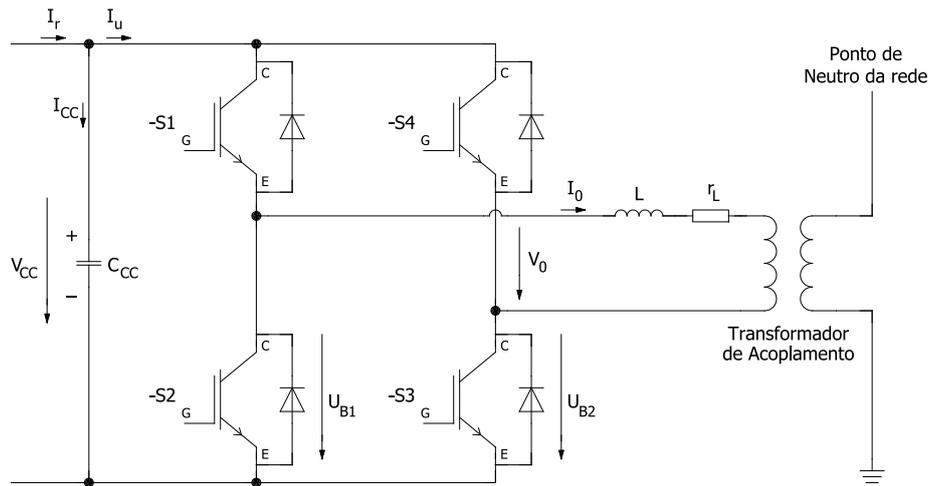


Figura 3.2 – Esquema básico de um inversor monofásico de tensão.

Com o objetivo de aproximar ao máximo da realidade a simulação deste sistema, na escolha do conversor de potência adequado, a referência deve ser o valor máximo de tensão contínua que o andar CC pode ter, e não o valor médio. Da mesma forma, tem de ser considerada a tensão composta máxima que o TSA pode fornecer, ficando-se com:

$$V_{CC_{m\acute{a}x}} = \sqrt{2} \cdot (V_{f-f} \cdot 1,15) \quad (3.4)$$

Dado o resultado da expressão (3.4), para uma montagem real, poderá optar-se pelo braço inversor com as características do modelo *FF1400R12IP4* do fabricante *Infineon*. Este braço inversor suporta uma tensão entre o coletor e o emissor de 1200 V e uma corrente no coletor, a 25 °C, de 1400 A, ver Anexo A.

O método que se utiliza para comandar os semicondutores à abertura e ao fecho, e assim gerar a corrente alternada pretendida, é o comando por modulação por largura de impulso, abreviado PWM (*Pulse Width Modulation*). Recorre-se a uma modulação de três níveis de tensão ($-V_{CC}$, 0, V_{CC}). O sinal PWM é gerado por comparação de uma onda de referência (também chamada onda modulante) com duas ondas portadoras. O sinal de saída é baseado na diferença entre a onda modulante e as ondas portadoras. Este sinal (tensão de saída) é positivo (+1) se a onda modulante for maior do que as duas portadoras, nulo (0) se estiver compreendido entre as duas, e negativo (-1) se for menor do que qualquer uma delas.

Será utilizado o comando PWM pois, mesmo requerendo um circuito de controlo mais sofisticado que a modulação de dois níveis, melhora a forma da corrente de saída do inversor, uma vez que promove a redução do tremor da corrente [25]. Além disso, permite uma redução global do conteúdo harmónico, melhorando as formas de onda das tensões e também permite minimizar o tamanho do filtro de saída a utilizar [26].

Define-se T como sendo o período de comutação dos semicondutores e δ um fator de ciclo. Sendo assim, tem-se:

- Para tensões de saída positivas, durante δT , S_2 e S_3 são comandados à condução e S_1 e S_4 são comandados ao corte; durante $(1 - \delta)T$, S_2 e S_4 são comandados à condução e S_1 e S_3 são comandados ao corte.
- Para tensões de saída negativas, durante δT , S_1 e S_4 são comandados à condução e S_2 e S_3 são comandados ao corte; durante $(1 - \delta)T$, S_1 e S_3 são comandados à condução e S_2 e S_4 são comandados ao corte.

Para cada braço do inversor (em ponte) pode definir-se uma função de existência γ associada a cada braço: γ_1 para o braço 1; γ_2 para o braço 2 [25]. As funções são dadas pelas expressões (3.5) e (3.6).

$$\gamma_1 = \begin{cases} 1 & \text{sse } S_2 \text{ ON e } S_1 \text{ OFF} \\ 0 & \text{sse } S_2 \text{ OFF e } S_1 \text{ ON} \end{cases} \quad (3.5)$$

$$\gamma_2 = \begin{cases} 1 & \text{sse } S_4 \text{ ON e } S_3 \text{ OFF} \\ 0 & \text{sse } S_4 \text{ OFF e } S_3 \text{ ON} \end{cases} \quad (3.6)$$

Sabendo que as tensões nos braços 1 e 2 são dadas pelas expressões (3.7) e (3.8), respetivamente,

$$U_{B1} = \gamma_1 V_{CC} \quad (3.7)$$

$$U_{B2} = \gamma_2 V_{CC} \quad (3.8)$$

tem-se para a tensão de saída V_0 e para a corrente de saída I_0 as relações com a tensão de alimentação V_{CC} e a corrente de alimentação I_u , (3.9) e (3.10), respetivamente:

$$V_0 = (\gamma_1 - \gamma_2)V_{CC} \quad (3.9)$$

$$I_u = (\gamma_1 - \gamma_2)I_0 \quad (3.10)$$

Finalmente, tem-se então os três níveis que a diferença $(\gamma_1 - \gamma_2)$ pode assumir, como se esperava obter, indicados na expressão seguinte:

$$\gamma_1 - \gamma_2 = \begin{cases} 1 & \text{sse } S_2 \wedge S_3 \text{ ON} \\ 0 & \text{sse } (S_2 \wedge S_4 \text{ ON}) \vee (S_1 \wedge S_3 \text{ ON}) \\ -1 & \text{sse } S_1 \wedge S_4 \text{ ON} \end{cases} \quad (3.11)$$

Definindo um fator de modulação m como o quociente entre V e u_{cmax} , as amplitudes da modulante e da portadora, respetivamente, o valor eficaz máximo da tensão V_0 à saída do inversor para o qual é garantido o correto funcionamento da BPE é dado por:

$$V_{0rms} = V_{CC} \sqrt{\frac{2}{\pi} \frac{V}{u_{cmax}}} = V_{CC} \sqrt{\frac{2}{\pi}} m = V_{CC} \sqrt{\frac{2}{\pi}} \quad (3.12)$$

Desta forma, o correto funcionamento do sistema é garantido se a relação da expressão (3.13) se verificar:

$$V_{0rms} > \frac{V_{Nsec}}{\sqrt{2}} \quad (3.13)$$

na qual V_{Nsec} é a tensão no ponto de neutro do lado do secundário do transformador de acoplamento.

3.2.3. Condensador – C_{CC}

Para dimensionar o condensador no andar de corrente contínua, a tensão é a grandeza a que se deve recorrer. Desta forma, partindo da potência instantânea do lado CA do inversor $P_0(t)$, e assumindo que a tensão $v_0(t)$ e a corrente $i_0(t)$ são sinusoidais com um fator de potência perto de um, tem-se:

$$P_0(t) = v_0(t)i_0(t) = \sqrt{2}V_{RMS} \cos(\omega t) \sqrt{2}I_{RMS} \cos(\omega t) = V_{RMS}I_{RMS}[1 + \cos(2\omega t)] \quad (3.14)$$

em que V_{RMS} e I_{RMS} são a tensão e a corrente eficazes, respetivamente. Sendo assim, considerando um valor média da potência, e assumindo uma eficiência de 100%, a potência do lado CC do inversor P_{CC} é então dada por:

$$P_{CC} = V_{CC}I_{CC} = P_0 = V_{RMS}I_{RMS} \quad (3.15)$$

Não estando no âmbito deste trabalho fazer toda a dedução do valor teórico para o condensador no andar de CC, tem-se o valor instantâneo para a corrente no condensador $I_{CC}(t)$ [27] [25]:

$$I_{CC}(t) = I_r \cos(2\omega t) \quad (3.16)$$

em que I_r é a corrente no retificador. A partir da expressão (3.16), e sendo a capacidade do condensador medida pelo quociente da quantidade de carga Q armazenada pela diferença de potencial ou tensão V_{CC} que existe entre as placas [28] tem-se a expressão seguinte para C_{CC} :

$$\Delta V_{CC} = \frac{\Delta Q}{C_{CC}} = \frac{1}{\omega C} \int_{\frac{3\pi}{4}}^{\frac{5\pi}{4}} I_r \cos(2\omega t) d\omega t = \frac{I_r}{\omega C_{CC}} \rightarrow C_{CC} = \frac{I_r}{\omega \Delta V_{CC}} \quad (3.17)$$

O tremor, mais especificamente o tremor de tensão ΔV_{CC} , é a variação periódica residual da tensão CC de uma fonte de tensão que tenha derivado de uma fonte de corrente alternada. Este tremor deve-se à incapacidade de suprimir completamente a forma de onda alternada depois da retificação, uma vez que é inevitável a existência de um tremor de 100 Hz. Esta situação prova-se por exemplo, pelo cálculo da potência de uma carga puramente resistiva, dado por:

$$P = V \cos(2\pi 50t) \cdot I \cos(2\pi 50t) = 0,5VI \cdot [1 + \cos(2\pi 100t)] \quad (3.18)$$

Como se pode verificar, o lado CA requiere uma componente de 100 Hz, que terá de ser fornecida para fonte CC. Esta componente estará presente na corrente CC e na tensão V_{CC} no andar CC.

Será considerado um valor típico de oscilação da tensão de 5%. Uma vez que a tensão no andar CC não deverá exceder o valor calculado na expressão (3.4), poderá usar-se o modelo de condensador com referência ERHA651LGC472MFK0U do fabricante *United Chemi-Com, Inc* [29], com um valor de capacidade de:

$$C_{CC} = 4700 \text{ uF} \quad (3.19)$$

3.2.4. Filtro à saída do Inversor – L

Um filtro passa-baixo do tipo L oferece uma impedância elevada às harmônicas da tensão, e quanto mais elevado for a ordem da harmônica, menor será a magnitude da tensão de saída. Havendo a necessidade de filtrar a corrente injetada pelo inversor na rede elétrica, será colocado um filtro deste tipo à saída do inversor. Sendo usada a modulação PWM de 3 níveis, a expressão para calcular o valor da indutância da bobina de alisamento é [27]:

$$L = \frac{V_{CC}}{4f_c \Delta I_0} \quad (3.20)$$

em que f_c é a frequência de comutação dos semicondutores e ΔI_0 é o tremor da corrente.

O índice de pulsação p deve ser tal que o número de pulsos P seja múltiplo par:

$$P = \frac{(p + 1)}{2} \quad (3.21)$$

de forma a garantir-se simetria de meia-onda e de quarto de onda. O índice de modulação é dado pelo quociente entre a f_c e a frequência fundamental f que é 50 Hz. Para validar que a expressão (3.21) é múltipla par, considera-se então um índice de pulso de:

$$p = 103 = \frac{T_c}{T} = \frac{f_c}{f} \quad (3.22)$$

Portanto, a frequência de comutação a considerar para o controlo dos IGBT e para o cálculo do valor da indutância do filtro é $f_c = 5150$ Hz. Define-se um tremor de corrente de 5% tendo em conta que a corrente de referência considerada será a correspondente a 50 % do valor máximo da corrente de referência para os semicondutores $I_{ref\ máx}$, que será dada por:

$$I_{ref} = 0,5 \cdot I_{ref\ máx} \quad (3.23)$$

Sendo assim, o tremor da corrente esperado é dado por:

$$\Delta I_0 = 0,05 \cdot I_{ref} \quad (3.24)$$

Além disso, para tornar a simulação mais próxima da realidade, considera-se que a bobina de alisamento tem perdas que são representadas por uma resistência em série com o seguinte valor:

$$r_L = 0,1 \Omega \quad (3.25)$$

3.2.5. Transformador de Acoplamento

Com o objetivo de ligar a BPE entre o caminho da ligação de neutro da rede elétrica MT para a terra, a estratégia que se vai utilizar baseia-se na introdução de um transformador monofásico, que fará essa ligação pelo primário e terá o secundário ligado à saída do inversor. Este transformador garante o isolamento galvânico entre o inversor e o transformador em ziguezague, trazendo também a vantagem de se poderem utilizar semicondutores IGBT mais pequenos, uma vez que têm de suportar

a tensão do lado secundário e não a do primário. Este transformador está representado na Figura 3.1 com o nome transformador de acoplamento, uma vez que a sua função será acoplar o sistema da BPE à rede elétrica.

O dimensionamento do transformador encontra-se na Tabela 3.1 e baseia-se em dados típicos, assumindo-se que as perdas em vazio são da ordem de 0,4 % da potência nominal (sendo 0,1 % a 0,5 % os valores típicos) e as perdas em curto-circuito P_{CC} são 1,0 % da potência nominal (os valores típicos são da ordem de 0,5 % a 2,5 % da potência nominal).

Tabela 3.1 – Dados nominais do transformador de acoplamento.

Potência nominal S_{TA}	75 kVA
Tensão Enrolamento Primário U_{TA1}	12,47 kV
Tensão Enrolamento Secundário U_{TA2}	480 V
Relação de transformação n	26
Potência de perdas em curto-circuito P_{CC}	750 W
Tensão de curto-circuito U_{CC}	4 %
Potência de perdas em vazio P_0	300 W
Corrente de magnetização I_m	0,6 % de I_n

Deve garantir-se que no primário do transformador é suportada a tensão nominal da rede MT e que no secundário a tensão não é reduzida ao ponto de se ter uma corrente excessivamente elevada no inversor. A tensão esperada no enrolamento secundário V_{sec} será aproximadamente:

$$V_{sec} = \frac{E_a \cdot \sqrt{2}}{n} \quad (3.26)$$

Portanto, considerar 480 V como a tensão nominal do transformador no secundário é adequado. Além disso, como se consideraram semicondutores que suportam uma corrente I_{NIGBT} , e a relação de transformação do transformador de acoplamento é n , a compensação máxima de corrente que este sistema pode permitir para a corrente de defeito será:

$$I_{comp} = \frac{I_{NIGBT}}{n} \quad (3.27)$$

As expressões utilizadas para o cálculo dos parâmetros equivalentes do transformador podem ser consultadas no Anexo B, onde foram deduzidas. Os valores obtidos para os parâmetros equivalentes do transformador encontram-se na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Parâmetros dimensionados para o TA em valores por unidade (pu).

Enrolamento Primário		Enrolamento Secundário		Ramo de Magnetização	
R_1 [pu]	X_1 [pu]	R_2 [pu]	X_2 [pu]	R_m [pu]	X_m [pu]
0,005	0,0194	0,005	0,0194	250	223,6

3.2.6. Parâmetros para o dimensionamento da BPE

Na Tabela 3.3 encontram-se os parâmetros que serão considerados para o dimensionamento do novo sistema de compensação de defeitos fase-terra, recorrendo a equipamentos de eletrônica de potência.

Tabela 3.3 – Parâmetros dimensionados para o inversor a simular.

Tensão contínua de entrada V_{CC}	540 V	Indutância do filtro L	1,10 mH
Condensador de entrada C_{CC}	4700 μ F	Resistência de perdas r_L	0,1 Ω
Frequência de comutação f_c	5150 Hz	Corrente máxima nos IGBT I_{NIGBT}	1400 A

Capítulo 4

Dimensionamento da Rede Elétrica

O presente capítulo visa apresentar o modelo da rede de distribuição de energia elétrica a simular em *MATLAB/Simulink*, apresentando-se a topologia da rede em estudo e os parâmetros necessários à sua caracterização: os parâmetros da rede AT, dos transformadores de potência, da reatância de neutro ou transformador zigzag, das linhas AT e MT e das cargas MT.

A rede elétrica que será simulada, Figura 4.1, corresponde a uma subestação típica de distribuição, que recebe uma linha de alta tensão a 60 kV e distribui a energia elétrica por várias saídas de 15 kV. No entanto, como a rede de distribuição é de uma complexidade elevada, existe a necessidade de simplificar as saídas de média tensão desta subestação. Desta forma, considera-se apenas uma carga indutiva por saída MT. Esta redução da rede não afeta a simulação de defeitos para os vários regimes de neutro.

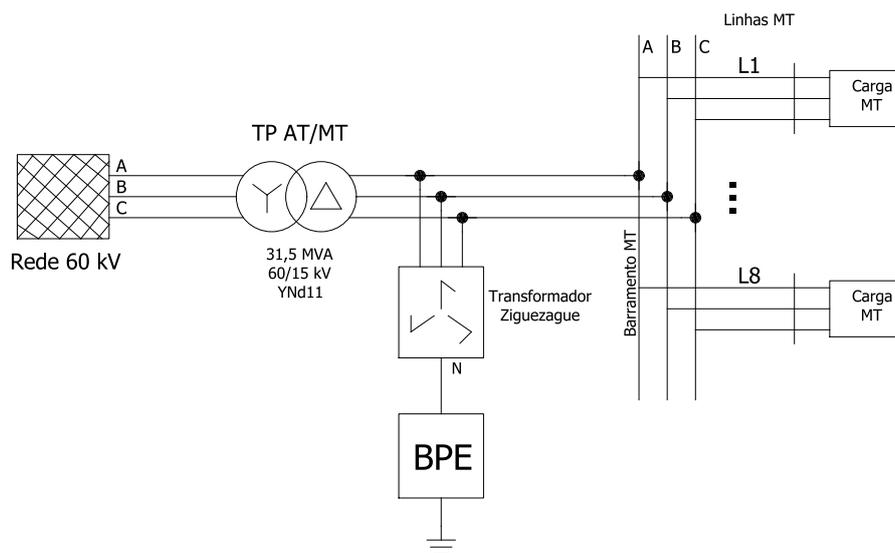


Figura 4.1 – Topologia da subestação em estudo.

4.1. Rede AT de 60 kV a montante

Para a rede de energia elétrica a simular considera-se como frequência nominal f a frequência utilizada na rede elétrica Portuguesa, 50 Hz.

De acordo com o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição [30] feito pela EDP Distribuição, para efeitos de dimensionamento dos equipamentos de alta tensão, assume-se

uma corrente de curto-circuito I_{cc} de 16 kA. Sendo assim, a potência de curto-circuito da rede S_{cc} será dada por:

$$S_{cc} = \sqrt{3}U_{AT}I_{cc} \quad (4.1)$$

em que U_{AT} é a tensão nominal da rede AT, 60 kV. Na ausência de dados reais de uma rede 60 kV, considerou-se o rácio X/R admissível [1]. Os parâmetros obtidos encontram-se na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Dados da rede AT necessários para simulação [1].

I_{cc} [kA]	Potência S_{cc} [MVA]	X/R	f [Hz]
16	1746	22	50

4.2. Transformador de Potência 60/15 kV

Semelhante ao que se fez para o transformador de acoplamento da BPE, neste caso pretende-se parametrizar o modelo do transformador de potência a simular em *MATLAB/Simulink*.

Tendo em conta o documento normativo da EDP acerca de Transformadores trifásicos AT/MT [31], considerou-se um transformador trifásico com uma potência estipulada dos enrolamentos principais 25 MVA ONAN/31,5 MVA ONAF. Além disso, a impedância estipulada de CC para a tomada principal deverá ser 12,5%. O grupo de ligações que se utiliza é estrela-triângulo (YNd11). A representação genérica do transformador encontra-se na Figura 4.2.

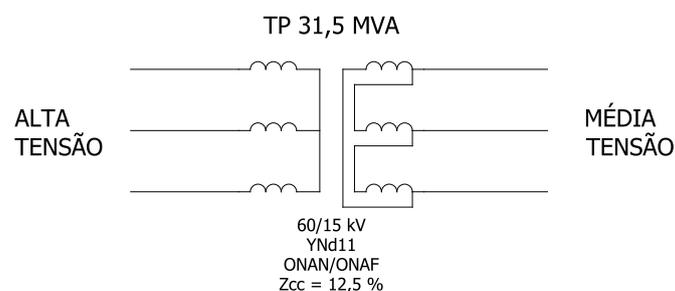


Figura 4.2 – Transformador de Potência da rede em estudo.

Sabendo que estes são os valores estipulados pela EDP para as fabricantes de transformadores, seleccionou-se um transformador da ABB com os dados presentes na Tabela 4.2 (ver também o Anexo C para ter acesso a mais informação sobre o transformador dada pelo fabricante).

Tabela 4.2 – Dados nominais do transformador de potência 60/15 kV [32].

Potência nominal S_{TP}	31,5 MVA
Tensão Enrolamento Primário U_{AT}	60 kV
Tensão Enrolamento Secundário U_{MT}	15 kV
Grupo de ligação	YNd11
Potência de perdas em curto-circuito P_{CC}	135 kW
Tensão de curto-circuito U_{CC}	12,5 %
Potência de perdas em vazio P_0	18 kW
Corrente de magnetização I_m	0,11 % de I_n

As expressões utilizadas para o cálculo dos parâmetros equivalentes do transformador podem ser consultadas no Anexo B, onde foram deduzidas. Os resultados dos cálculos encontram-se na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Parâmetros dimensionados para o transformador AT/MT em valores pu.

Enrolamento Primário		Enrolamento Secundário		Ramo de Magnetização	
R_1 [pu]	X_1 [pu]	R_2 [pu]	X_2 [pu]	R_m [pu]	X_m [pu]
0,00214	0,0625	0,00214	0,0625	1750	1064

4.3. Parâmetros das Linhas de Energia Elétrica

Uma linha elétrica é modelada por uma resistência longitudinal, uma reatância longitudinal, uma capacitância transversal e uma condutância transversal. Em condições normais de operação, a condutância transversal das linhas é desprezada, em parte devido ao seu reduzido valor e por outro lado devido à deficiente caracterização da física do fenómeno.

Sendo assim, em regime estacionário é útil usar o esquema equivalente em π nominal como modelo da linha, presente na Figura 4.3 (V_e e V_r representam as tensões de emissão e receção, respetivamente).

Como tal, é necessário calcular os parâmetros deste modelo que serão colocados nos blocos do *Simulink* pré-existentes para a representação da linha elétrica em π nominal.

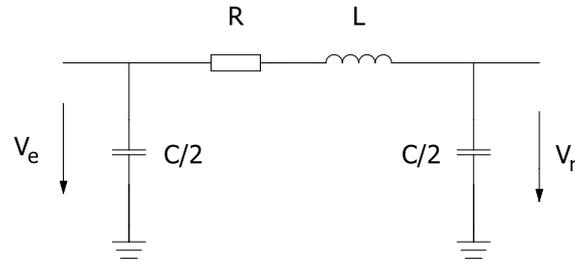


Figura 4.3 – Esquema equivalente em pi de uma linha de transmissão de energia aérea.

Os cabos das linhas aéreas são nus (sem isolamento) e normalmente constituídos por alumínio-aço, uma vez que o alumínio é um bom condutor e uma opção viável do ponto de vista económico e o aço oferece a resistência mecânica ao cabo necessária. Sendo assim, dimensiona-se um cabo deste tipo para o modelo desta rede. Em inglês utiliza-se a abreviatura ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced) para denominar este tipo de cabo.

A dedução dos parâmetros das linhas elétricas é de importância secundária, no entanto esta informação pode ser consultada no Anexo D. Abaixo, definem-se as relações dos parâmetros para a sua representação em componentes simétricas.

Com o objetivo de calcular as impedâncias direta e inversa, respetivamente Z_d e Z_i , admite-se que não há máquinas girantes próximas [5], pelo que assumindo a rede simétrica, estas impedâncias podem ser aproximadas para impedância da linha Z_L :

$$Z_d = Z_i = Z_L \quad (4.2)$$

A impedância homopolar da linha, Z_h , depende da natureza do caminho de retorno pela terra, também varia com a presença de condutores de terra em postes que protegem as linhas aéreas de descargas elétricas atmosféricas. Além disso, outros fatores como o tipo de cabo ou as características do solo também a influenciam. Desta forma, assume-se que $Z_h/Z_d = 3,5$ para uma linha trifásica [33]. Considera-se que uma impedância RLC série é dada por:

$$\overline{Z}_{RLC} = R + j\omega L + \frac{1}{j\omega C} \quad (4.3)$$

Sendo assim, fica-se com, aplicando o fator multiplicativo de 3,5 tem-se uma impedância:

$$\overline{Z}_{RLC} = 3,5 \cdot Z_{RLC} = 3,5 \cdot R + j\omega(3,5 \cdot L) + \frac{1}{j\omega\left(\frac{C}{3,5}\right)} \quad (4.4)$$

Desta forma, passando para a situação em questão do cálculo da impedância homopolar da linha, fica-se com as seguintes relações para os parâmetros do modelo da linha da Figura 4.3:

$$R_h = 3,5R; \quad L_h = 3,5L; \quad C_h = C = \frac{C_d}{3,5} \quad (4.5)$$

Na Tabela 4.4 encontram-se discriminados os valores resultantes dos vários parâmetros das linhas, tendo em conta as deduções presentes no Anexo D, os dados do fabricante [34] e a expressão das componentes simétricas (4.5). Estes são os dados que serão utilizados para efeitos de simulação.

Tabela 4.4 – Dados das linhas a considerar para o modelo em π da rede em estudo [34].

	R_d [Ω /km]	R_h [Ω /km]	L_d [mH/km]	L_h [mH/km]	C_d [nF/km]	C_h [nF/km]
Linha 60 kV	0,113	0,396	0,883	3,092	46,671	13,335
Linha 15 kV	0,445	1,557	0,960	3,360	42,749	12,214

4.4. Topologia das saídas MT

De acordo com o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição [30], o nível de tensão de 15 kV da rede MT em 31.12.2014 caracterizava-se por ter um número de saídas por subestação médio de 7,52, tendo cada saída um comprimento médio de 20,64 km e uma ponta média de 2,49 MW. Para a ligação dos 60 kV à subestação considera-se que a linha que alimenta a subestação tem um comprimento de 20 km.

Além do comprimento das linhas, também é necessário definir o perfil de cargas elétricas a jusante. Em condições ideais a corrente e a tensão “estão em fase” e o fator de potência é 1. No entanto estas condições não se verificam na realidade. Quanto mais baixo for o fator de potência maior terá de ser a corrente nas linhas, de forma a entregar a potência desejada à carga elétrica [35].

Por exemplo, cargas indutivas como motores de indução que estejam presentes numa rede provocam uma diminuição do fator de potência, levando o seu valor, tipicamente, para entre 0,8 e 0,9. Desta forma assume-se um perfil de cargas no extremo de cada saída MT que podem ser representadas por um circuito RL série, como se pode observar na Figura 4.4.

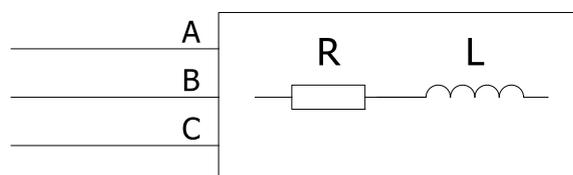


Figura 4.4 – Representação do perfil de cargas elétricas a considerar para o modelo em estudo.

Portanto, através das expressões (4.6) e (4.7), assumindo um fator de potência $\cos \theta$ e uma potência ativa P típicos, é possível determinar a potência aparente S e a potência reativa Q . Os parâmetros obtidos encontram-se na Tabela 4.5.

$$\cos \theta = \frac{P}{|S|} \quad (4.6)$$

$$\bar{S} = P + jQ \Leftrightarrow |\bar{S}|^2 = Q^2 + P^2 \Leftrightarrow Q = \sqrt{\left(\frac{P}{\cos \theta}\right)^2 - P^2} \quad (4.7)$$

Tabela 4.5 – Dados das cargas a considerar para o modelo da rede em estudo.

Número de saídas	Comprimento por saída [km]	Fator de potência $\cos \theta$	Potência ativa P [MW]	Potência reativa Q [Mvar]
4	30	0,90	2,50	1,21
4	35	0,85	3,00	1,86

4.5. Transformador Ziguezague ou Reatância de Neutro

O transformador de potência da rede em estudo tem o grupo de ligações YNd11, fazendo com que não exista um ponto de neutro acessível do lado da média tensão. A necessidade de ter um ponto de neutro acessível deve-se ao facto da BPE ser ligada entre o ponto de neutro e a terra. Desta forma, é necessário recorrer à criação de um ponto de neutro artificial que possibilite a inserção da BPE na rede elétrica. Para esta situação utiliza-se um transformador trifásico com os enrolamentos ligados em ziguezague, como se pode observar na Figura 4.5, sendo criada a ligação pretendida. Este transformador é equivalente a uma reatância de neutro ligada em ziguezague.

Os parâmetros deste equipamento relevantes para o seu dimensionamento são a impedância homopolar Z_0 , a potência do equipamento S_{Zig} , as perdas em vazio e a corrente de magnetização. Para o cálculo da impedância homopolar, assume-se um fator de qualidade Q_a para a reatância de neutro de 2,8 [36]. Segundo o documento normativo DMA-C52-300/N da EDP [13], a impedância homopolar máxima que a reatância de neutro deve ter, tendo em conta uma corrente de curta duração do neutro $3I_0$ com o nível estipulado de 300 A durante 10 segundos (valor utilizado para redes predominantemente aéreas), é dada pelo seguinte cálculo:

$$\frac{U_m}{\sqrt{3}} = Z_0 I_0 \Leftrightarrow Z_0 = \frac{U_m}{\sqrt{3} \cdot I_0} \quad (4.8)$$

sendo U_m a tensão estipulada, de 17,5 kV. A partir da placa de características de uma reatância de neutro da *Efacec* (ver Anexo E) a impedância homopolar considerada é:

$$Z_0 = 100,1 \Omega \quad (4.9)$$

Desta forma, podem então calcular-se os valores da resistência homopolar R_0 e da reatância homopolar X_0 pelo seguinte sistema de equações:

$$\begin{cases} Q_a = \frac{X_0}{R_0} \\ Z_0 = R_0 + jX_0 \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} X_0 = Q_a \cdot R_0 \\ Z_0 = R_0 + jX_0 \end{cases} \quad (4.10)$$

A equação (4.10) resume-se em:

$$\left\{ \begin{array}{l} X_0 = Q_a \cdot R_0 \\ Z_0^2 = \left(\sqrt{R_0^2 + (Q_a \cdot R_0)^2} \right)^2 \end{array} \right\} \Leftrightarrow \left\{ \begin{array}{l} X_0 = 2,8 \cdot R_0 \\ 100,1^2 = 8,84 \cdot R_0^2 \end{array} \right. \quad (4.11)$$

Para definir os valores da resistência de magnetização R_m e da reatância de magnetização X_m , assumem-se os valores típicos de 0,5% para as perdas do transformador em vazio e 1% para a corrente de magnetização. O processo de obtenção dos dados é feito da mesma forma que foi deduzido para o transformador de potência. Na Tabela 4.6 encontram-se os dados considerados para a simulação.

Tabela 4.6 – Dados do reatância de neutro a considerar para o modelo da rede em estudo.

Potência S_{zig} [kVA]	Resistência R_m [pu]	Reatância X_m [pu]	Resistência R_0 [Ω]	Reatância X_0 [Ω]
44	325,93	253,30	33,67	94,28

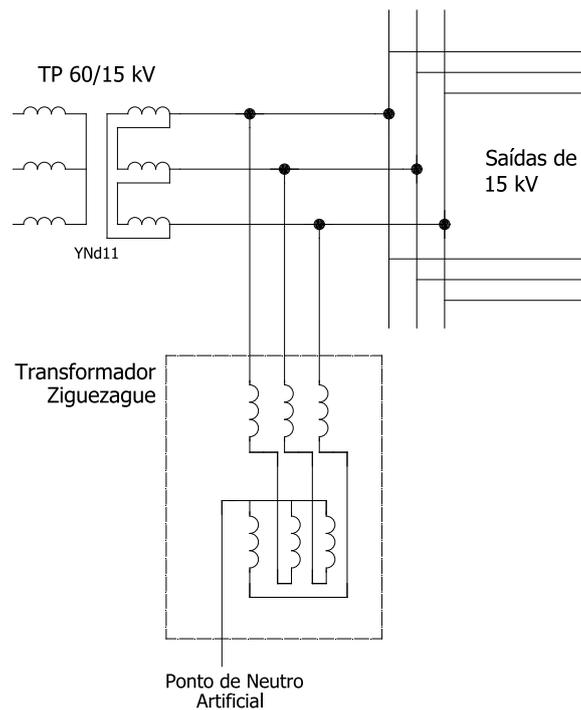


Figura 4.5 – Esquema da ligação do transformador ziguezague à rede MT.

Capítulo 5

Método de Controlo da BPE

Como já foi explicado anteriormente, o objetivo da BPE será impor uma corrente indutiva no neutro da rede vetorialmente oposta à corrente capacitiva de defeito que circula pelo neutro na ocorrência de um defeito fase-terra. Sendo assim, o inversor terá de injetar uma corrente que atenuie a corrente de defeito, de forma a garantir a continuidade de serviço da rede elétrica. No entanto, existe a necessidade de identificar os defeitos, pelo que se considerar uma sintonia perfeita, a corrente de defeito poderá ser reduzida a valores muito baixos que dificultem a deteção do defeito pelos equipamentos de proteção presentes na rede ou pela BPE. Além disso, a ressonância perfeita pode provocar comportamentos inesperados no sistema.

Portanto, vai definir-se uma corrente de referência, que será posteriormente utilizada no sistema de controlo dos semicondutores como referência para a corrente indutiva que o inversor deverá colocar na sua saída para que o defeito possa ser compensado.

5.1. Determinação da corrente de referência

Na situação de defeito, a tensão de neutro sobe para o oposto da tensão de fase em defeito, a fase A:

$$\overline{U_N} = -\overline{E_A} \quad (5.1)$$

Sendo assim, a corrente que o inversor terá de injetar no ponto de neutro da rede deverá ter a mesma amplitude da corrente resultante das contribuições das fases sãs, mas vectorialmente oposta. A corrente capacitiva total da rede elétrica $\overline{I_{C_T}}$ é dada pela soma das correntes capacitivas totais $\overline{I_{C_{ap}}}$ em cada uma das oito linhas:

$$C_T = (C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 + C_6 + C_7 + C_8) \quad (5.2)$$

A corrente de referência que se pretende ter no primário, ou seja, do lado da rede elétrica, é $I_{ref_{primário}}$:

$$\overline{I_{ref_{primário}}} = -\overline{I_{C_T}} \cdot (1 + v) = -j3\omega C_T E_{AN}(1 + v) = j3\omega C_T \overline{U_N}(1 + v) \quad (5.3)$$

No secundário, a corrente $I_{ref_{secundário}}$ tem de ser multiplicada pela relação de transformação do transformador de acoplamento. Esta será a corrente de referência para o controlador I_{ref} (lado secundário do TA), dada por:

$$\overline{I_{ref}} = \overline{I_{ref_{secundário}}} = \overline{I_{ref_{primário}}} \cdot n = j3\omega C_T \overline{U_N} \cdot n(1 + v) \quad (5.4)$$

Por análise da expressão da corrente de referência, pode verificar-se que a sua amplitude depende do valor da tensão de neutro que ficará presente no enrolamento secundário do TA no momento do

defeito e também depende da capacidade total à terra das linhas MT. Além disso, depende também da frequência angular do sistema, que deverá ser aproximadamente constante e também do fator de dessintonia v .

Do ponto de vista prático, a medição da tensão de neutro será a mais simples de realizar numa rede elétrica e a mais importante do ponto de vista de detecção do defeito, pois esta tensão passa de aproximadamente zero para o valor da tensão de fase da rede MT num defeito fase-terra, e de se ter uma forma de onda real de tensão que serve para criar a corrente de referência do inversor com a frequência instantânea da rede elétrica. A capacidade total à terra da rede MT assume-se constante durante a simulação, uma vez que não é do âmbito desta dissertação a criação de um algoritmo que pudesse obter esse parâmetro da rede.

Como se pode observar pela expressão (5.3), a corrente de referência tem uma forma de onda igual à tensão de neutro, mas apresenta uma defasagem de 90° . Para se conseguir esta condição, a tensão de neutro pode ser integrada de forma a obter a onda sinusoidal com a defasagem pretendida.

Na Figura 5.1 encontra-se esquematizado o algoritmo feito em ambiente *Simulink* para determinar a corrente de referência a impor ao controlador do inversor.

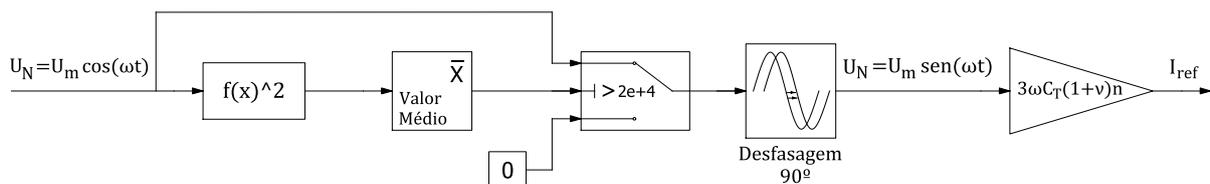


Figura 5.1 – Diagrama de blocos do algoritmo que calcula a corrente de referência do controlador.

A primeira parte do algoritmo tem como objetivo definir o valor de tensão de neutro para o qual se considera existir um defeito fase-terra e não apenas um desequilíbrio entre as tensões da rede em regime permanente. Sendo assim, os transístores IGBT do inversor passam são comando à condução quando a tensão for suficientemente grande, prevenindo que exista compensação sem existir um defeito real.

Para tal, é feito o cálculo do valor médio da tensão de neutro ao quadrado e caso seja inferior a um certo valor (obtido experimentalmente), considera-se que a tensão de neutro é zero. Se for superior a esse valor, considera-se que a tensão de neutro lida é válida para a gerar a corrente de referência.

Posteriormente, impõe-se a defasagem pretendida na tensão de neutro. Partindo do princípio de que a tensão de neutro tem uma forma sinusoidal, é possível então impor uma defasagem de 90° ao integrar-se esse sinal. Fica-se com a expressão seguinte:

$$\int U_m \cos(\omega t) dt = U_m \frac{1}{\omega} \sin(\omega t) + c \quad (5.5)$$

em que U_m é a magnitude da tensão de neutro e c é uma constante que advém da integração.

A expressão (5.5) terá de ser multiplicada por ω de forma a retirar o fator multiplicativo que aparece no seno devido à integração. Com o objetivo de retirar a constante c , recorre-se ao cálculo do valor médio de expressão. Sendo assim, tem-se o resultado:

$$\frac{1}{T} \int_0^T \left(U_m \frac{1}{\omega} \text{sen}(\omega t) + c \right) \cdot \omega dt = \frac{1}{T} \cdot c\omega \cdot T = c\omega \quad (5.6)$$

Assim, subtraindo o resultado da expressão (5.6) à forma de onda em (5.5) multiplicada por ω , tem-se:

$$\left(U_m \frac{1}{\omega} \text{sen}(\omega t) + c \right) \omega - c\omega = \text{sen}(\omega t) + c\omega - c\omega = U_m \text{sen}(\omega t) \quad (5.7)$$

A expressão (5.7) fornece a forma de onda desejada para a corrente de referência. Este processo é representado pelo bloco de *Simulink* de desfasagem, capaz de estabelecer a desfasagem de 90° pretendida e assim colocar a corrente de referência em quadratura com a tensão de neutro. Na Figura 5.2 pode observar-se o resultado da desfasagem imposta na onda da tensão de neutro, obtendo-se assim a corrente de referência que é fornecida ao controlador.

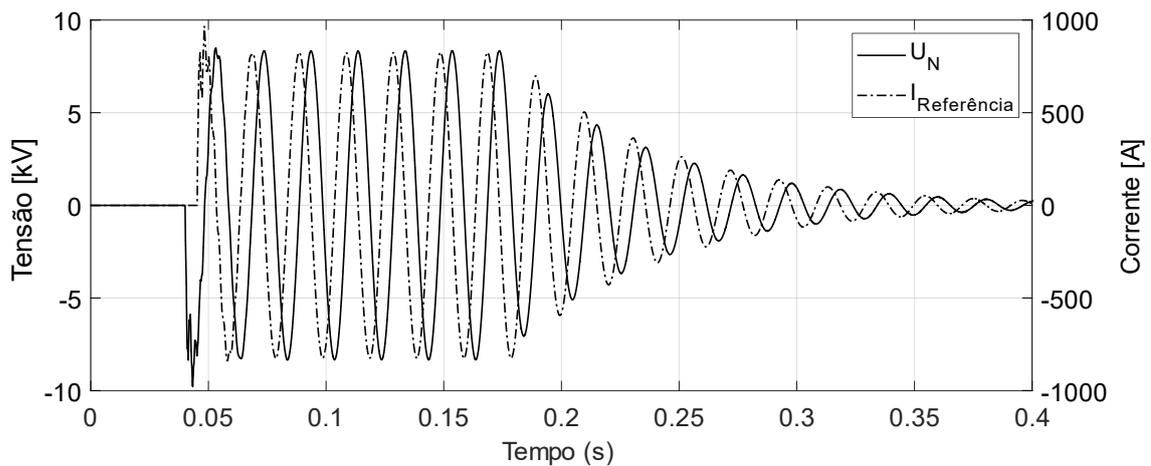


Figura 5.2 – Tensão de Neutro lida no primário do transformador de acoplamento e corrente de referência para o controlador (escalas diferentes).

Por fim, à forma de onda da expressão anterior, será multiplicado o valor $3\omega C_T n(1+v)$ para obter a amplitude final da corrente de referência. Sendo assim, fica-se com a expressão final para a corrente de referência que será colocada à entrada do controlador de corrente:

$$i_{ref}(t) = 3\omega C_T n(1+v) \cdot U_m \text{sen}(\omega t) \quad (5.8)$$

5.2. Controlador Proporcional Integral (PI)

Através do algoritmo anterior obtém-se a corrente de referência que o controlador do inversor terá de seguir. A representação do inversor monofásico encontra-se na Figura 5.3, contendo os sentidos das grandezas mais relevantes para se compreender o controlo do sistema e o circuito equivalente que será aplicado ao controlador.

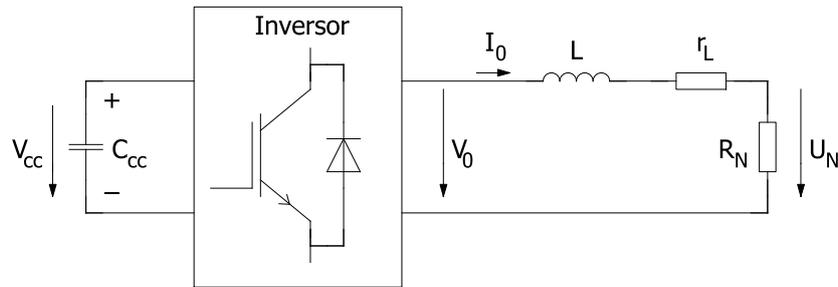


Figura 5.3 – Representação do circuito do inversor monofásico relevante para o controlador.

A Figura 5.4 representa o diagrama de blocos do controlador dos semicondutores do inversor, que será o controlador linear de corrente típico do inversor monofásico. I_0 é a corrente que estará a ser injetada no secundário do transformador de acoplamento durante um defeito fase-terra na rede MT. A corrente injetada e a corrente de referência são ambas multiplicadas por um ganho α_i (que representa o ganho do sensor de corrente) e a diferença entre as duas será o erro de corrente, aplicado ao compensador $C(s)$. Este compensador produz uma onda modulante u_c que será colocada à entrada do modulador do inversor. Por fim, a corrente injetada na rede é calculada a partir da tensão de saída do inversor V_0 e do circuito de ligação à rede. No sistema da BPE, a ligação do inversor ao transformador de acoplamento é feita por meio de um filtro indutivo, portanto a corrente I_0 será dada pela lei de Ohm calculada para o filtro L em que a tensão aplicada será $V_0 - U_N$ pela lei de Kirchhoff das tensões [25].

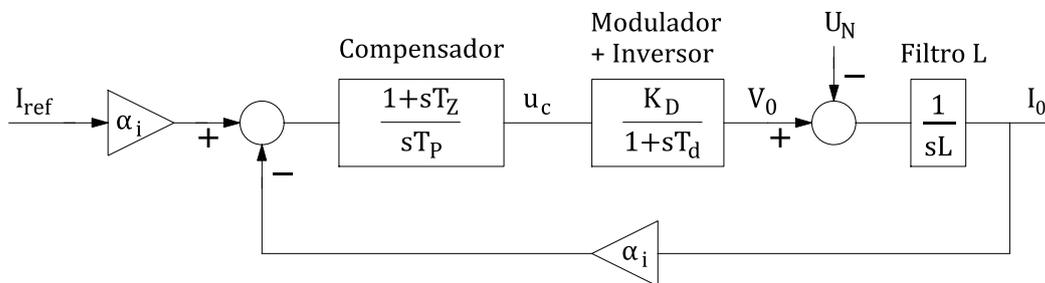


Figura 5.4 – Diagrama de blocos do controlador de corrente da BPE.

O modulador garante que, em cada período de comutação o valor médio da grandeza comutada é proporcional ao valor médio da tensão modulante, comparando a modulante com uma onda portadora (com frequência igual à frequência de comutação de 5150 Hz). Desta comparação são criados os sinais de comando à abertura ou fecho dos semicondutores.

Para efeitos de dimensionamento do controlador de corrente, a associação entre o modulador e o conversor de potência pode ser representada por uma função de transferência $G_c(s)$ com um ganho K_D e um atraso T_D , sendo apresentada matematicamente da seguinte forma:

$$G_c(s) = \frac{V_0(s)}{u_c(s)} = \frac{K_D}{1 + sT_D} \quad (5.9)$$

na qual o ganho K_D depende da tensão V_{CC} e da amplitude máxima da tensão modulante (a qual será considerada igual a 1), sendo dado por:

$$K_D = \frac{V_{CC}}{u_{cmax}} \quad (5.10)$$

Ainda na expressão (5.9) considera-se um atraso médio T_D na resposta do conversor que é igual a metade do período de comutação T_c :

$$T_D = \frac{T_c}{2} \quad (5.11)$$

O compensador $C(s)$ é um controlador proporcional-integral (PI), tendo, portanto, duas componentes na sua ação de controlo: uma proporcional ao erro da corrente e outra proporcional à integral do erro da corrente. A ação proporcional pretende eliminar as oscilações do sinal de saída, gerando um erro de offset (com o objetivo de manter o erro diferente de zero). A ação proporcional integral produz um sinal de saída que é proporcional à magnitude e à duração do erro, corrigindo o erro de offset gerado pela ação proporcional e acelerando a resposta do sistema. O objetivo deste controlador é garantir que o erro estático entre a corrente injetada e a corrente de referência tenda para zero, sendo representado pela expressão (5.12) [37].

$$C(s) = \frac{u_c(s)}{I_{ref}(s) - I_0(s)} = \frac{1 + sT_z}{sT_p} \quad (5.12)$$

em que T_z é o zero da função e T_p é o polo da função.

No dimensionamento de T_z considera-se que o zero do compensador cancela o polo de menor frequência introduzido pelo filtro de ligação ao ponto de neutro da rede [25]. Para simplificar o dimensionamento do controlador define-se uma resistência equivalente do ponto de neutro da rede R_N dada por:

$$R_N = \frac{U_N}{I_0} \quad (5.13)$$

Sendo assim, o zero de (5.12) é determinado por:

$$T_Z = \frac{L_L}{r_L + R_N} \quad (5.14)$$

no qual L_L representa a indutância do filtro de ligação e r_L é a resistência de perdas associada ao filtro, que em série com R_N fornece ao controle a resistência equivalente total à saída do inversor (ver Figura 5.3).

Para dimensionar o polo T_p do compensador em função dos parâmetros conhecidos, α_i , K_D e T_D , é necessário obter a função de transferência em malha fechada do sistema total $G_{mf}(s)$ representada na expressão (5.15). Para este trabalho o objetivo é aplicar as equações de controle, pelo que não será feita a dedução da função $G_{mf}(s)$ [25].

$$G_{mf} = \frac{I_0(s)}{I_{ref}(s)} = \frac{\frac{K_D \alpha_i}{T_p T_D (r_L + R_N)}}{s^2 + \frac{1}{T_D} s + \frac{K_D \alpha_i}{T_p T_D (r_L + R_N)}} \quad (5.15)$$

A função de transferência obtida para o sistema é de segunda ordem. Comparando-a com a função de transferência de segunda ordem escrita na forma canônica $G_2(s)$ da expressão (5.16) pode deduzir-se uma expressão para T_p .

$$G_2(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \quad (5.16)$$

em que ξ representa o coeficiente de amortecimento.

Desta comparação tiram-se as associações (5.17) e (5.18), relevantes para o cálculo de T_p .

$$2\xi\omega_n = \frac{1}{T_D} \quad (5.17)$$

$$\omega_n^2 = \frac{K_D \alpha_i}{T_p T_D (r_L + R_N)} \quad (5.18)$$

Assume-se um coeficiente de amortecimento dado por:

$$\xi = \frac{\sqrt{2}}{2} \quad (5.19)$$

cujo valor garante um compromisso entre o amortecimento das oscilações e as sobrelevações. Substituindo as expressões (5.18) e (5.19) em (5.17) obtém-se a expressão final para o polo do compensador T_p , dada por (5.20).

$$T_p = \frac{2K_D \alpha_i T_D}{r_L + R_N} \quad (5.20)$$

5.3. Algoritmo para Detecção de Defeitos Fase-Terra

Através da tensão de neutro também é possível determinar os intervalos em que existem defeitos fase-terra e o inversor está em funcionamento e assim, fornecer uma informação adicional sobre a rede elétrica.

Para tal, desenvolveu-se um algoritmo, ver Figura 5.5, em ambiente *MATLAB/Simulink* que utiliza somente a tensão de neutro U_N como a sua entrada de referência. Uma vez que esta grandeza é aproximadamente nula em regime de funcionamento normal e na ocorrência de um defeito fase-terra toma o inverso da tensão da fase em defeito (ver expressão (5.1)), esta tensão é um indicador robusto da ocorrência de um defeito fase-terra.

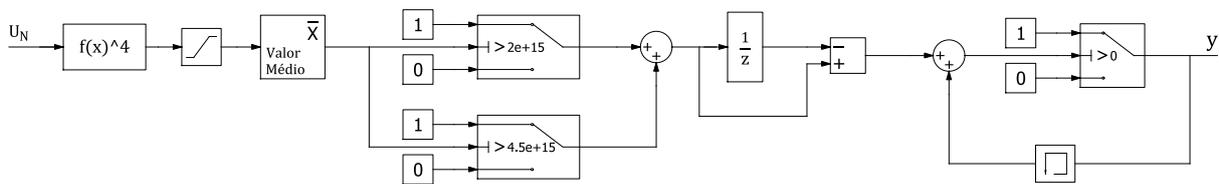


Figura 5.5 – Diagrama de blocos do algoritmo que define os intervalos de defeito.

Uma vez que o objetivo é definir com a maior precisão possível o intervalo de tempo em que existe um defeito fase-terra, o primeiro passo que o algoritmo faz é transformar a onda da tensão de neutro, que toma valores positivos e negativos, em valores apenas positivos. Isto consegue-se colocando a tensão ao quadrado. No entanto, para tornar o algoritmo mais robusto na detecção posterior dos instantes mais exatos de início e fim do defeito, o algoritmo coloca a tensão de neutro elevada à quarta. Posteriormente, este algoritmo faz a média de U_N^4 , resultando num sinal que se aproxima de uma onda quadrada num intervalo de tempo. Ambos os resultados estão presentes na Figura 5.6. Os gráficos apresentados correspondem a um defeito franco, isto é, um defeito fase-terra com uma resistência de defeito nula.

A partir do sinal da média de U_N^4 , assim que o seu valor excede um certo parâmetro para o qual se considera estar na presença de um defeito, obtém-se o instante de início do defeito. O algoritmo realiza uma outra comparação para definir o fim do defeito, assim que o valor da média de U_N^4 desce abaixo de um certo valor.

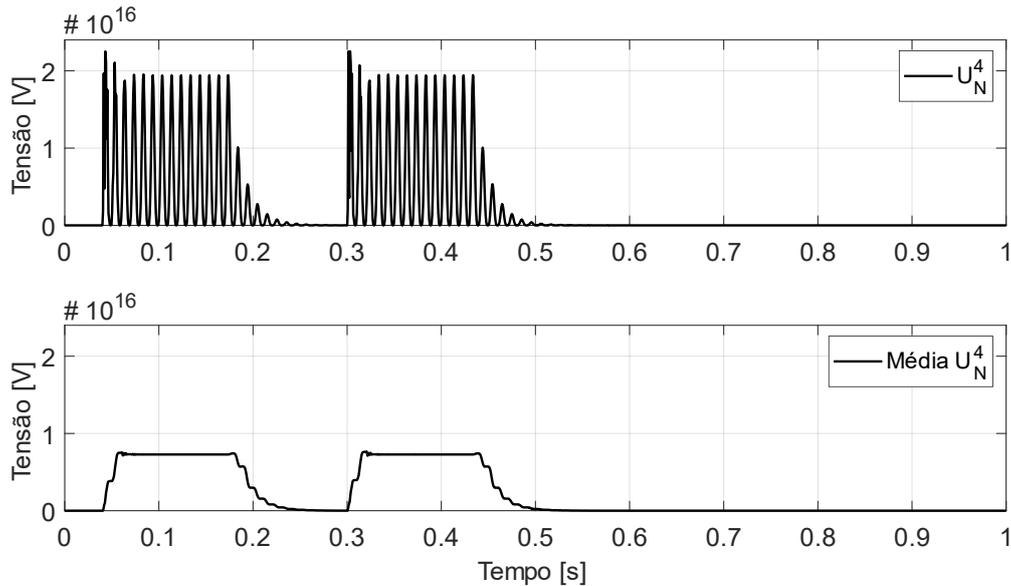


Figura 5.6 – Gráficos da tensão de neutro elevada a quatro e da sua média.

O resultado que se obtém com este algoritmo é uma variável que define o intervalo de tempo em que o sistema está na presença de um defeito fase-terra. A variável será zero (0) sempre que não é detetado um defeito, e passa a um (1) quando a tensão de neutro sobe para o valor da tensão de fase, indicando que existe um defeito de uma fase de uma linha à terra.

Para a simulação de um defeito aos 40 milissegundos e aos 300 milissegundos, ambos com duração de 130 milissegundos, pode observar-se que os valores que a variável de saída toma no gráfico inferior da Figura 5.7 estão muito próximos do definido sendo que a deteção pelo algoritmo do início dos defeitos ocorre cerca de 3 milissegundos depois do definido em *Simulink*, e o fim de cada um dos defeitos é detetado 23 milissegundos depois do fim definido em *Simulink*.

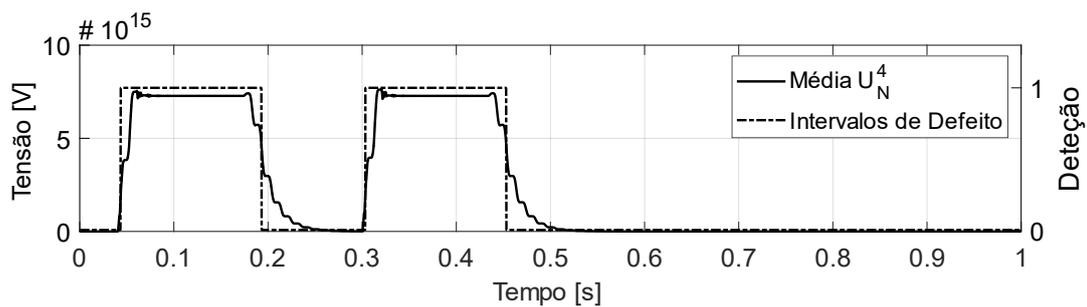


Figura 5.7 – Intervalos de defeito obtidos pelo algoritmo.

Capítulo 6

Resultados Obtidos

Neste capítulo, são apresentados os resultados das simulações de um defeito fase-terra com o novo sistema de compensação com um controlador PI. São também apresentados resultados em iguais condições para os regimes de neutro isolado, sólido à terra e com reatância limitadora. Por fim, são apresentados os resultados experimentais com o modelo da BPE e com o regime de neutro isolado.

6.1. Resultados de Simulação

Em ambiente *MATLAB/Simulink* simulou-se um defeito fase-terra a 5 km da subestação no modelo da rede de distribuição de energia elétrica. Considerou-se um tempo de defeito suficiente para fazer a análise pretendida, de 130 milissegundos, com início aos 40 milissegundos e fim aos 170 milissegundos da simulação.

6.1.1. Compensação de um Defeito Fase-Terra com a Bobina de Petersen Eletrónica

A primeira análise faz-se para a resposta do novo sistema da Bobina de Petersen Eletrónica face a um defeito fase-terra numa saída de média tensão da subestação. Como explicado nos métodos, o processo para obter a corrente de referência, a impor ao controlador, passa por utilizar a leitura da tensão de neutro, ver Figura 5.2.

Na Figura 6.1 podem observar-se a corrente de referência dada ao controlador e a corrente injetada pelo sistema à saída do inversor, sendo esta a responsável pela compensação da corrente de curto-circuito capacitiva durante o defeito.

Para efeitos de simulação considera-se um fator de dessintonia $\nu = -10\%$, ou seja, assume-se uma sintonia de 90%, com o objetivo de tornar a comparação entre os resultados obtidos e a teoria do regime ressonante mais próxima de valores típicos de compensação.

Como se pode reparar, a corrente injetada sobrepõe-se quase na totalidade à corrente de referência, verificando-se que o erro da corrente injetada em relação à referência é reduzido.

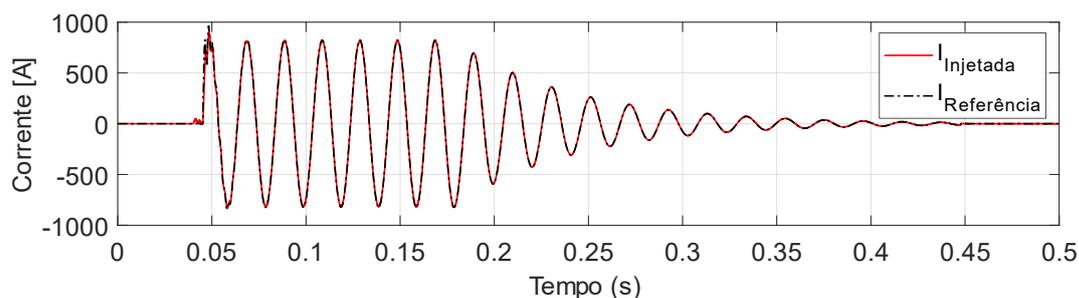


Figura 6.1 – Corrente de referência fornecida ao controlador e corrente real injetada pelo inversor do lado secundário do transformador de acoplamento.

A Figura 6.2 mostra o erro da corrente, isto é, a diferença entre a corrente de referência dada ao controlador e a corrente injetada pelo inversor no secundário do transformador de acoplamento.

Tendo em conta que o valor máximo da corrente injetada é aproximadamente 825 A, e o valor máximo do erro da corrente é cerca de 17 A, o erro relativo estará na ordem dos 2% ($\approx 17/825 \cdot 100$). Sendo que este erro de 2% no secundário se reflete no primário n vezes menor, em que n é a relação de transformação do TA, confirma-se que este erro é razoável, mostrando uma boa resposta e robustez do Controlador Proporcional Integral.

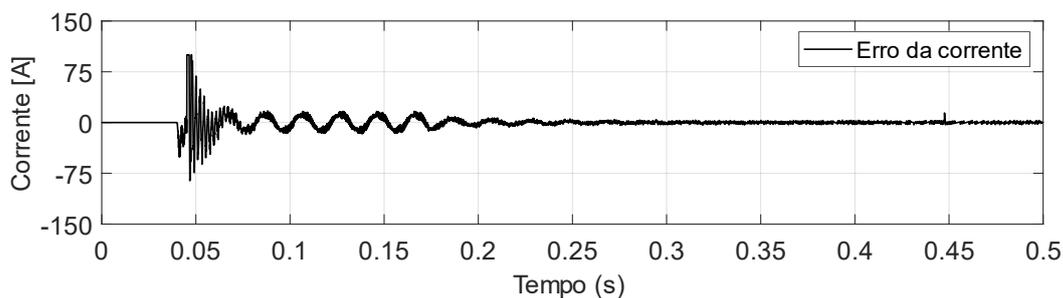


Figura 6.2 – Diferença entre a corrente de referência e a corrente injetada.

A Figura 6.3 mostra a corrente real que é injetada pela BPE entre o neutro artificial criado pela bobina de zigzague e a terra. A esta corrente sobrepõem-se a corrente de defeito compensada e a corrente de defeito que seria obtida caso o sistema estivesse a funcionar com o neutro isolado.

A sobreposição da corrente injetada com a corrente de defeito capacitiva em regime isolado, serve apenas para efeitos de visualização e para confirmar que estão em oposição de fase, sendo, portanto, a corrente injetada uma corrente indutiva.

Tendo-se uma relação de transformação do transformador de acoplamento igual a 26, significa que do lado primário se terá uma corrente vinte e seis vezes menor do que a corrente injetada do lado de menor tensão (480 V) pelos IGBTs, ou seja, cerca de $825/26 \approx 32$ A, como mostram os resultados.

Além disso, é relevante notar também a reação instantânea do sistema de controlo da BPE: tanto para a deteção do defeito, como para a sua posterior rápida ação de injeção de corrente indutiva para a compensação do mesmo.

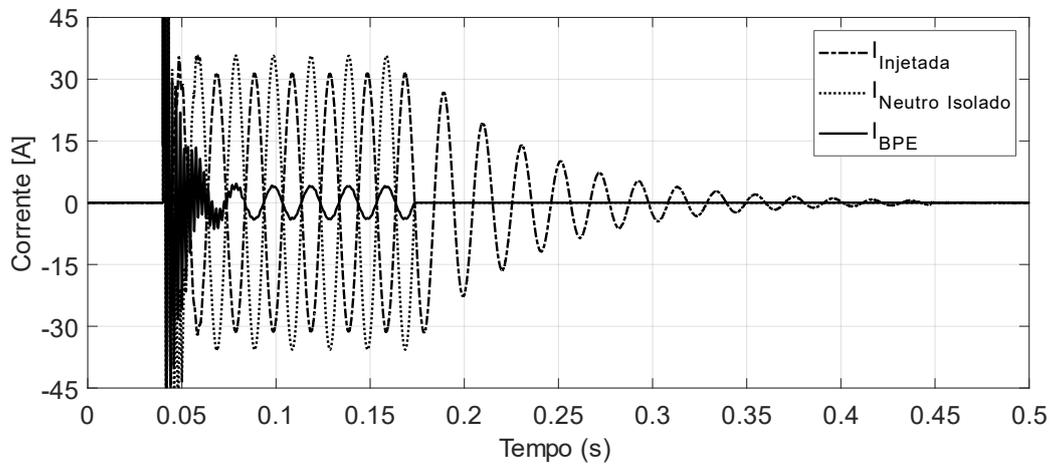


Figura 6.3 – Comparação da corrente injetada pela BPE no lado MT durante do defeito com a corrente de defeito com regime de neutro isolado e com a corrente de defeito com BPE.

Na Figura 6.4 pode observar-se em detalhe a corrente de defeito compensada durante um defeito fase-terra franco. Caso o sistema não realizasse qualquer compensação indutiva, a corrente de defeito estaria perto dos 40 A de pico. Na presente situação, o sistema consegue levar o valor máximo da corrente de pico para 5 A (excluindo o período transitório inicial), inferior ao valor de referência de 65 A, que a norma IEC 60071 considera possível a autoextinção do defeito em regimes de neutro compensados [6].

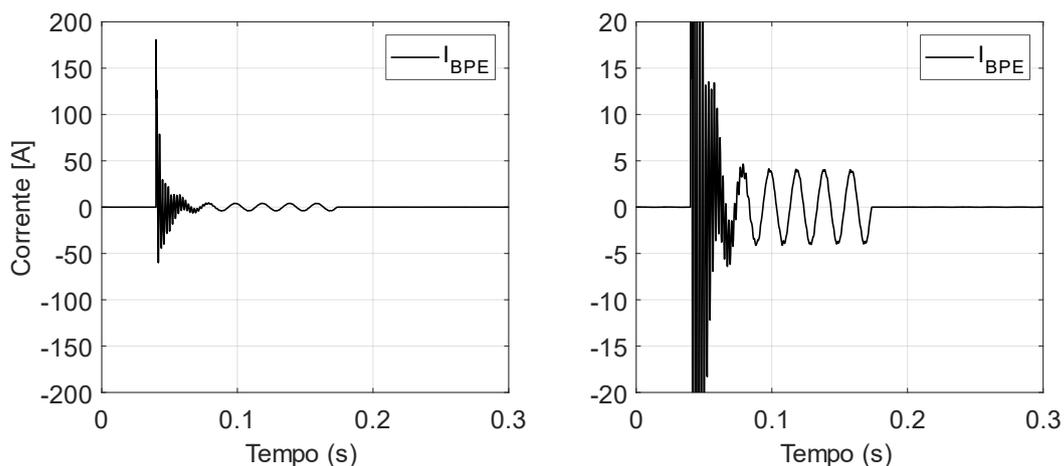


Figura 6.4 – Corrente de Defeito compensada pela BPE para um defeito fase-terra franco.

Com a compensação da corrente de defeito pelo novo sistema de compensação, é espectável que as correntes em cada fase da rede MT se mantenham equilibradas durante o período do curto-circuito. A

Figura 6.5 comprova que a compensação do defeito é eficaz e que as oscilações das ondas de correntes são muito reduzidas. Como os equipamentos e os condutores na rede elétrica dimensionados conseguem suportar essas pequenas variações de corrente, do ponto de vista da análise de correntes, o sistema poderá manter o fornecimento de energia elétrica aos consumidores mesmo durante um defeito fase-terra.

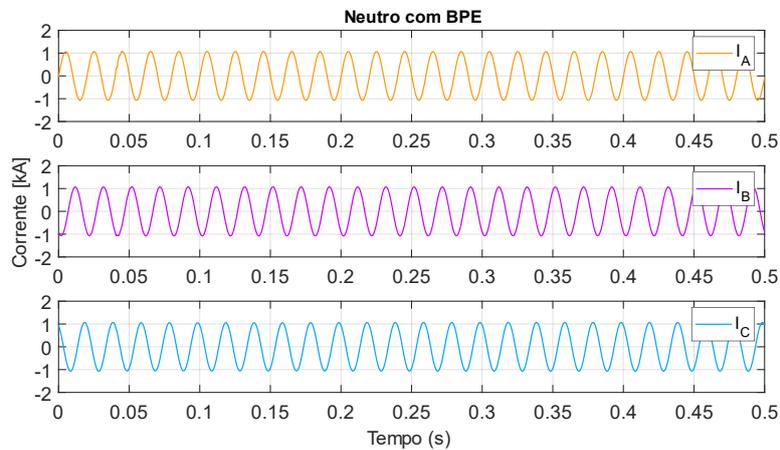


Figura 6.5 – Resposta das correntes nas fases de 15 kV a um defeito fase-terra com regime de neutro com BPE.

Durante o defeito fase-terra, a tensão contínua fornecida pelo retificador aos terminais do inversor adquire uma pequena componente alternada e sofre, ao mesmo tempo, uma queda de tensão, como se pode observar na Figura 6.6. Apesar desse comportamento, no final do defeito, a tensão regressa para o valor de tensão na ordem dos 540 V, sendo, portanto, a atuação pretendida.

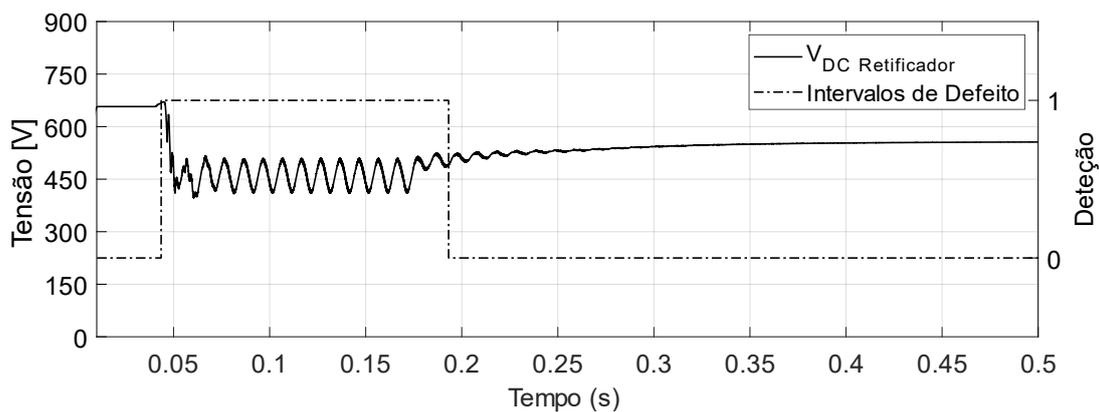


Figura 6.6 – Tensão CC imposta aos terminais do inversor de tensão.

6.1.2. Transitório de defeitos resistivos

Tal como analisado no capítulo 2, existe sempre algum amortecimento na corrente de defeito devido à resistência do mesmo e das cargas resistivas. Na Figura 6.7 pode verificar-se as diferenças entre o comportamento de um defeito fase-terra franco e o comportamento de um defeito com a mesma localização na mesma rede quando se aplica uma resistência de defeito de 400 Ω .

Como se esperava, o amortecimento provocado pela resistência de 400 Ω afeta tanto a frequência como a amplitude do transitório da corrente. Observa-se que a corrente de defeito não ultrapassa os 30 A, quando no defeito franco a mesma atinge cerca de 180 A. Além disso, a frequência elevada no defeito franco desaparece no defeito resistivo e a componente CC é amortecida.

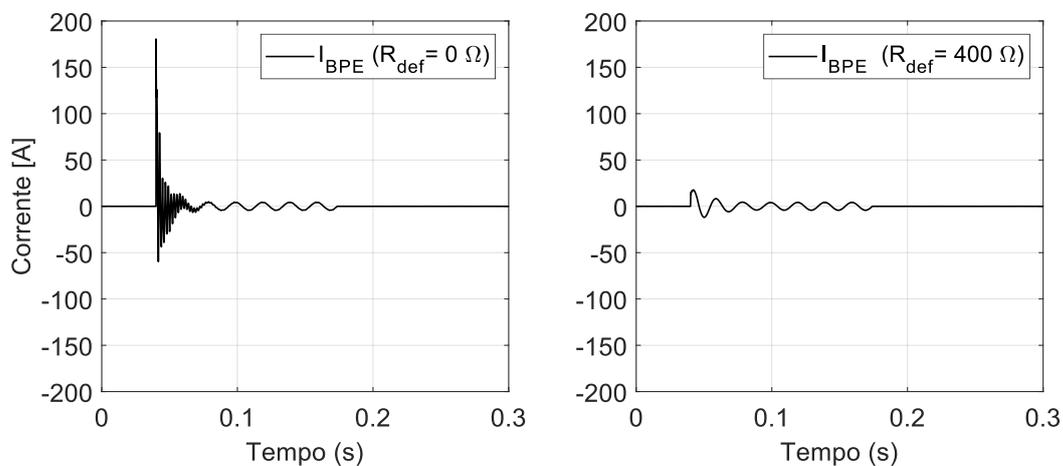


Figura 6.7 – Corrente de Defeito compensada pela BPE para um defeito fase-terra franco e um defeito resistivo de 400 Ω .

6.1.3. Comparação das Correntes na Rede entre Diferentes Regimes de Neutro

Neste subcapítulo analisam-se os gráficos mais relevantes sobre o comportamento das correntes da rede para as várias simulações com diferentes regimes de neutro. Todos os gráficos foram retirados para a simulação de um defeito fase-terra franco.

6.1.3.1. Regime de Neutro Isolado

Na Figura 6.8 pode observar-se em detalhe a corrente de defeito durante a simulação de um defeito fase-terra franco quando a rede elétrica em estudo tem o neutro isolado, e a sobreposição com a corrente de defeito com regime de neutro com BPE.

Na presente situação, com o sistema isolado o valor da corrente de pico vai até cerca de 37 A (excluindo o período transitório inicial), que está no limite dos valores de referência de 35 A, que a

norma IEC 60071 considera possível a autoextinção do defeito em regimes de neutro isolados. Além disso, esta norma também prevê que a utilização do regime de neutro isolado seja limitado a redes pequenas, em que as correntes de defeito atinjam um máximo de 35 A quando isoladas. Caso se adicionasse mais saídas de média tensão à rede elétrica, a capacidade total à terra da rede seria maior e o regime de neutro teria de ser revisto.

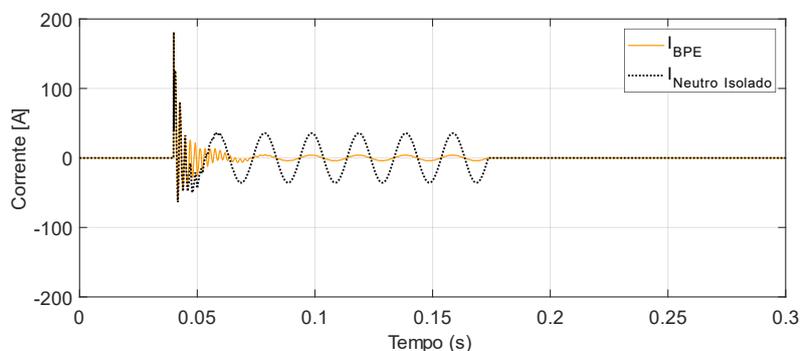


Figura 6.8 – Correntes de defeito fase-terra com regime de neutro com BPE e regime de neutro isolado.

Tal como com a compensação da corrente de defeito pelo novo sistema de compensação, também com o regime de neutro isolado, é espectável que as correntes em cada fase da rede MT se mantenham também relativamente equilibradas durante o período do curto-circuito.

A Figura 6.9 comprova que o regime de neutro isolado é eficaz em manter a estabilidade das ondas de corrente da rede. Mesmo sem compensação de corrente, os equipamentos e os condutores na rede elétrica devem suportar também as variações de corrente numa rede isolada.

Sendo assim, do ponto de vista da análise de correntes, o sistema poderá manter o fornecimento de energia elétrica aos consumidores mesmo durante um defeito fase-terra.

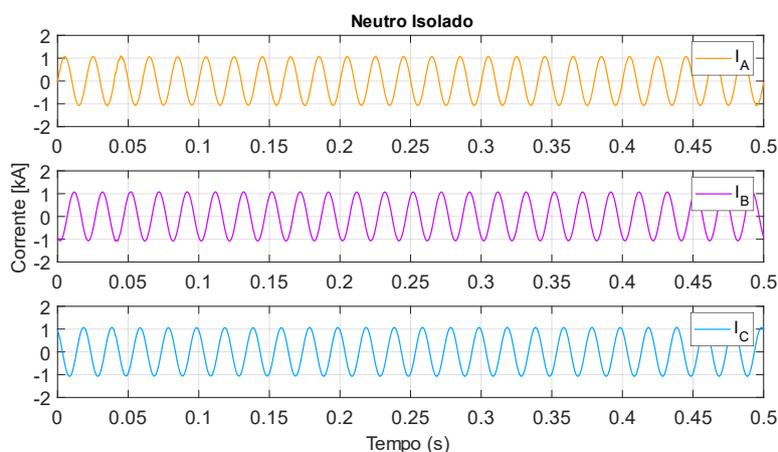


Figura 6.9 – Resposta das correntes nas fases de 15 kV a um defeito fase-terra com o regime de neutro isolado.

Através da comparação das correntes de defeito de ambos os regimes de neutro, a compensação da corrente de defeito pela BPE reduz a corrente de defeito quando se utiliza o regime de neutro isolado em cerca de 7 vezes, mostrando que o regime de neutro com compensação pela BPE é a “verdadeira” forma de isolar o neutro.

6.1.3.2. Regime de Neutro com Reatância Limitadora

Na Figura 6.10 pode observar-se em detalhe a corrente de defeito durante a simulação de um defeito fase-terra franco da rede elétrica em estudo com o regime de neutro com reatância limitadora, e a sobreposição com a corrente de defeito com regime de neutro com BPE.

Na presente situação, o sistema com reatância limitadora a 300 A consegue reduzir a corrente de defeito para cerca de 278 A (excluindo o período transitório inicial), verificando-se que a corrente é limitada como pretendido. Com este regime de neutro, não existe possibilidade de autoextinção do defeito, tendo-se um arco de corrente de defeito estável, como é descrito pela norma IEC 60071. Nestas condições, será necessária a interrupção imediata do fornecimento de energia elétrica.

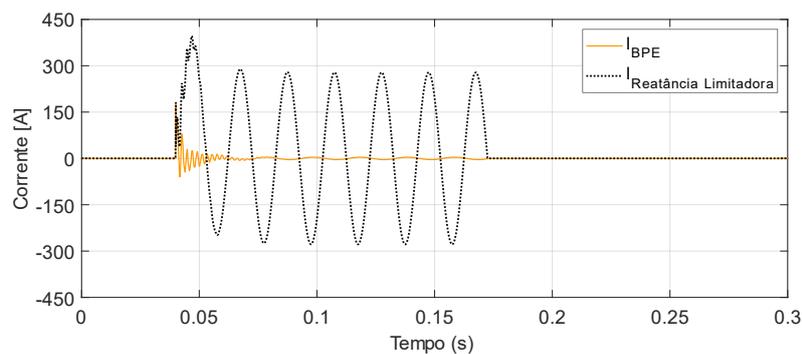


Figura 6.10 – Correntes de defeito fase-terra com BPE e com regime de neutro com reatância limitadora.

Ao contrário dos regimes de neutro, com o novo sistema de compensação ou o regime de neutro isolado, com a reatância limitadora é espetável que as correntes em cada fase da rede MT sofram um desequilíbrio considerável, por forma a compensar a corrente de defeito mais elevada que se obtém neste regime de neutro para um defeito fase-terra com as mesmas características.

Na Figura 6.11 podem observar-se as correntes nas fases de 15 kV a um defeito fase-terra com o regime de neutro com reatância limitadora. Verifica-se uma subida da corrente na fase em defeito (fase A), durante o curto-circuito. A reatância limitadora suporta uma corrente até 300 A durante 10 segundos.

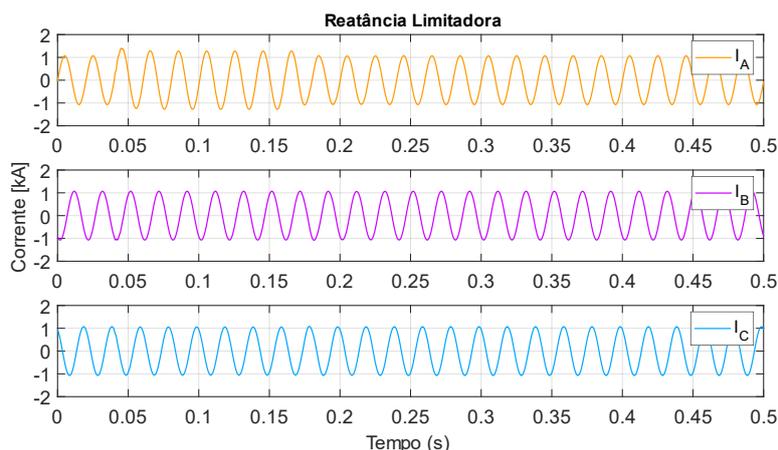


Figura 6.11 – Resposta das correntes nas fases de 15 kV a um defeito fase-terra com o regime de neutro com reatância limitadora.

6.1.3.3. Regime de Neutro Sólido à terra

Na Figura 6.12 pode observar-se em detalhe a corrente de defeito durante a simulação de um defeito fase-terra franco da rede elétrica em estudo com o regime de neutro sólida à terra, e a sobreposição com a corrente de defeito com regime de neutro com BPE.

Na presente situação, com a subestação com o neutro ligado diretamente à terra a corrente de defeito é muito superior para cerca de 1650 A (excluindo o período transitório inicial), verificando-se que a corrente é limitada como pretendido.

Com este regime de neutro, não existe possibilidade de autoextinção do defeito, tendo-se um arco de corrente de defeito estável, como é descrito pela norma IEC 60071. Nestas condições, será necessária a interrupção imediata do fornecimento de energia elétrica.

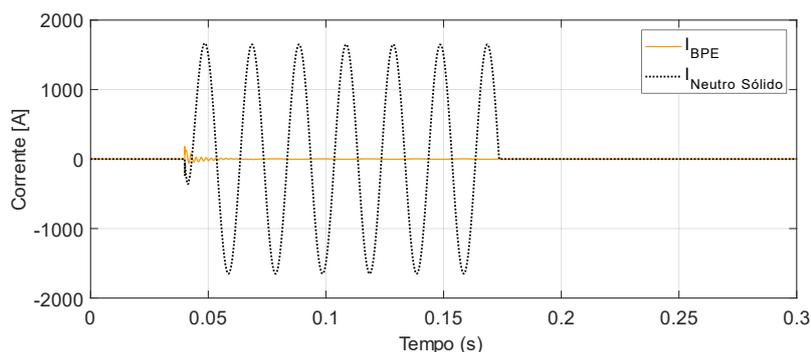


Figura 6.12 – Correntes de defeito fase-terra com BPE e com regime de neutro sólido à terra.

Ao contrário dos regimes de neutro com o novo sistema de compensação ou o regime de neutro isolado, com o neutro sólido à terra é espetável que as correntes em cada fase da rede MT sofram

um desequilíbrio muito considerável. A corrente de defeito obtida para um defeito fase-terra franco é superior à obtida com qualquer um dos outros regimes de neutro.

Na Figura 6.13 podem observar-se as correntes nas fases de 15 kV a um defeito fase-terra com o regime de neutro sólido à terra. Verifica-se um aumento considerável da corrente na fase em defeito (fase A), durante o curto-circuito. Este regime de neutro não faz qualquer tipo de limitação da corrente de curto-circuito.

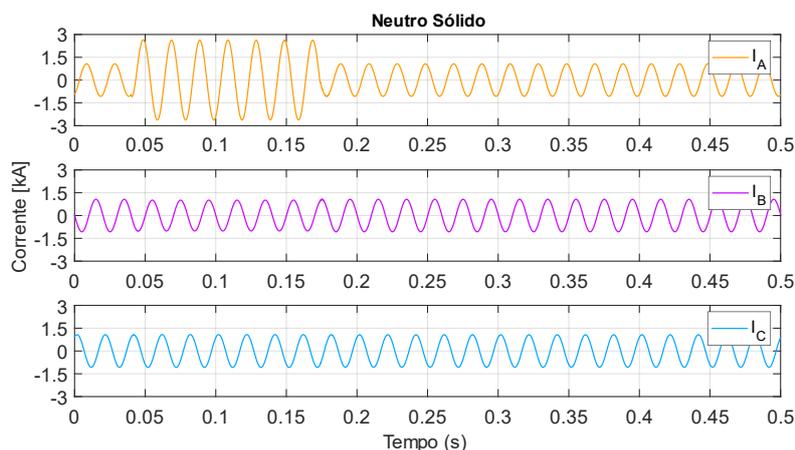


Figura 6.13 – Resposta das correntes nas fases de 15 kV a um defeito fase-terra com o regime de neutro sólido à terra.

6.1.4. Comparação das Tensões da Rede entre Diferentes Regimes de Neutro

Neste subcapítulo analisam-se os gráficos mais relevantes sobre o comportamento das tensões para as várias simulações com diferentes regimes de neutro. Todos os gráficos foram retirados para a simulação de um defeito fase-terra franco.

6.1.4.1. Regime de Neutro com novo Sistema de Compensação com BPE

Na Figura 6.14 podem observar-se as tensões compostas na alta tensão antes, durante e depois da simulação do defeito com regime de neutro com o novo sistema de compensação.

Analisando os resultados, verifica-se que, com a escolha do regime de neutro com BPE, a alta tensão não é perturbada com a ocorrência de um defeito fase-terra, mantendo-se dentro da variação de +/- 10% permitida neste nível de tensão para manter a continuidade de serviço e a qualidade do fornecimento de energia. Este é um dos fatores que permite a continuidade de serviço, caso o defeito se mantenha apenas em uma das fases.

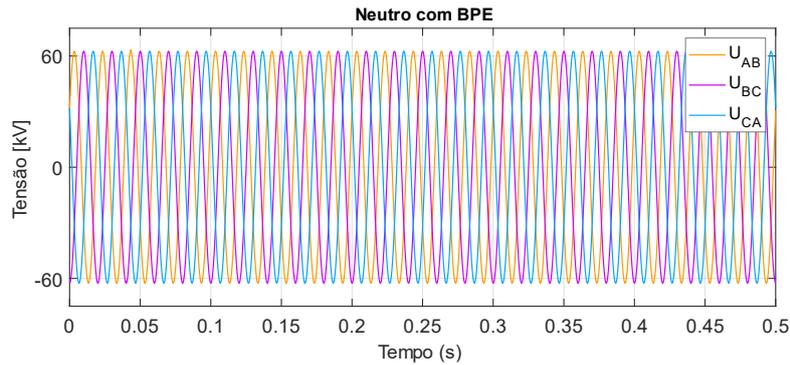


Figura 6.14 – Tensões compostas na rede AT com regime de neutro com BPE.

Na Figura 6.15 podem observar-se as tensões compostas na média tensão antes, durante e depois da simulação do defeito com regime de neutro com o novo sistema de compensação.

Analisando os resultados, verifica-se que, com a escolha do regime de neutro com BPE, as tensões compostas na média tensão não são perturbadas com a ocorrência de um defeito fase-terra, mantendo-se dentro da variação de +/- 10% permitida neste nível de tensão para manter a continuidade de serviço e a qualidade do fornecimento de energia. Este é um dos fatores que permite a continuidade de serviço, caso o defeito se mantenha apenas em uma das fases.

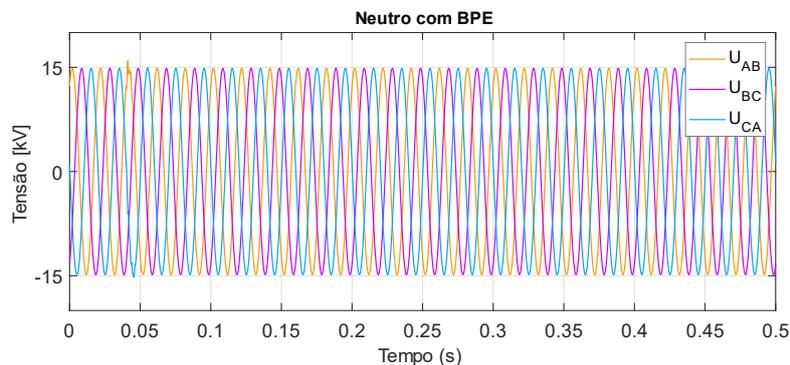


Figura 6.15 – Tensões compostas na rede MT com regime de neutro com BPE.

Na Figura 6.16 encontra-se o gráfico das tensões simples na média tensão antes, durante e depois da ocorrência de um defeito fase-terra, quando se utiliza o regime de neutro com BPE. A tensão na fase em defeito anula-se durante a permanência do defeito. Por outro lado, as tensões das fases sãs são destabilizadas, subindo ambas para o valor da tensão composta, aproximadamente 1,73 pu da tensão simples.

Por este motivo, quando se desenha uma subestação, caso se opte por um regime de neutro que provoca sobretensões que chegam ao valor da tensão composta num defeito fase-terra, devem dimensionar-se corretamente os condutores MT para que sejam capazes de suportar essas sobretensões. Caso contrário, estas sobretensões podem resultar em contornamentos de isoladores e perfuração de isolamento de equipamentos.

Por outro lado, o lento crescimento da tensão na fase defeituosa após o fim da presença do defeito é a propriedade que explica o porquê da gama de correntes de defeito autoextinguíveis ser claramente superior a qualquer outro regime de neutro.

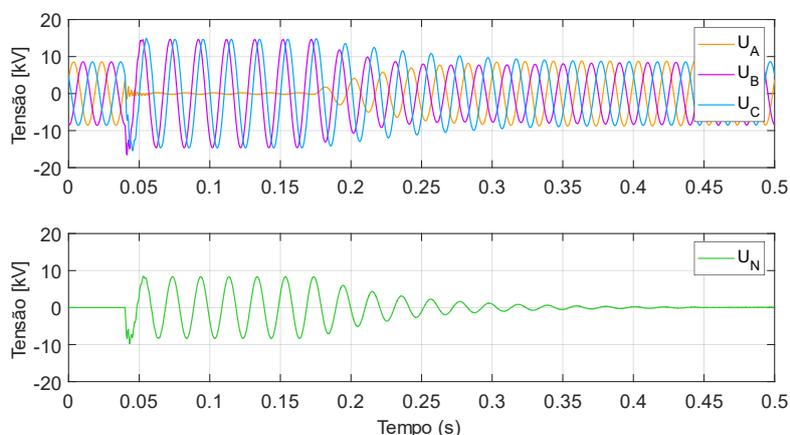


Figura 6.16 – Resposta das tensões simples 15 kV e tensão de neutro a um defeito fase-terra com o regime de neutro com BPE.

6.1.4.2. Regime de Neutro Isolado

Na Figura 6.17 podem observar-se as tensões compostas na alta tensão antes, durante e depois da simulação do defeito com regime de neutro isolado.

Analisando os resultados, verifica-se que, com a escolha do regime de neutro isolado, a alta tensão não é perturbada com a ocorrência de um defeito fase-terra, mantendo-se dentro da variação de +/- 10% permitida neste nível de tensão para manter a continuidade de serviço e a qualidade do fornecimento de energia. Este é um dos fatores que permite a continuidade de serviço, caso o defeito se mantenha apenas em uma das fases.

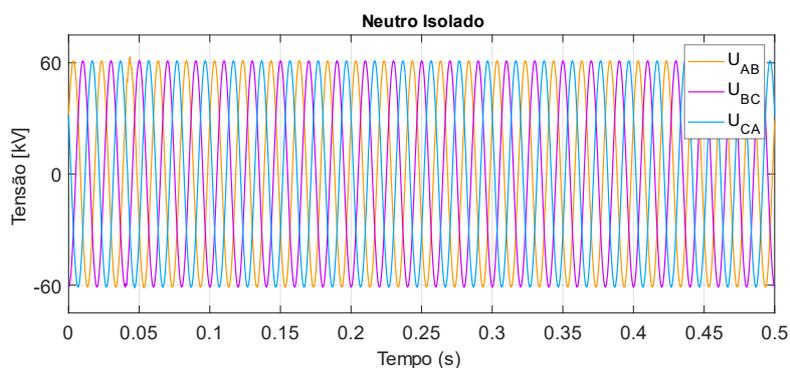


Figura 6.17 – Tensões compostas na rede AT com regime de neutro isolado.

Na Figura 6.18 encontra-se o gráfico das tensões simples na média tensão antes, durante e depois da ocorrência de um defeito fase-terra, quando se utiliza o regime de neutro isolado. A tensão na fase

em defeito anula-se durante a permanência do defeito. Por outro lado, as tensões das fases são estabilizadas, subindo ambas para o valor da tensão composta, aproximadamente 1,73 pu da tensão simples.

Por este motivo, quando se desenha uma subestação, caso se opte por um regime de neutro isolado, deve dimensionar-se corretamente os condutores MT para que sejam capazes de suportar as sobretensões que aparecem durante um defeito fase-terra.

Por outro lado, após o fim da presença do defeito, quando a corrente se anula na passagem por zero, e dado que o neutro está isolado, este retém a tensão instantânea a que estava, que se vai adicionar à das fases, relativamente à terra. A tensão nas fases vai, por isso, atingir quase 2 pu, o que pode provocar novo reacendimento do arco no ponto de isolamento fragilizado. Na verdade, a tensão de neutro descarrega-se pelos primários dos transformadores de tensão, mas lentamente.

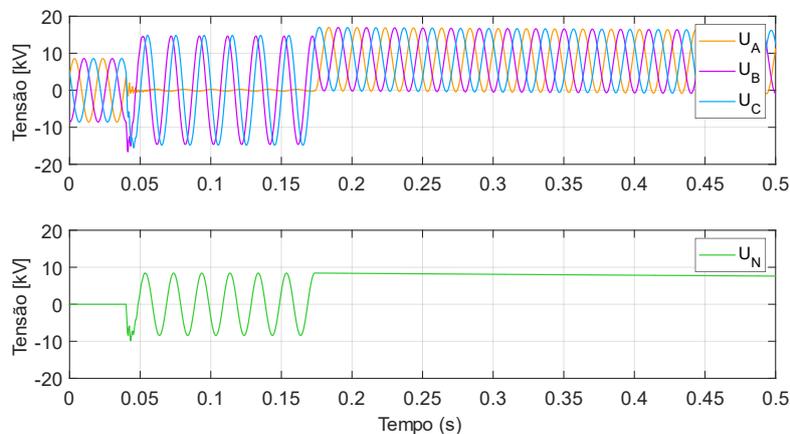


Figura 6.18 – Resposta das tensões simples 15 kV e tensão de neutro a um defeito fase-terra com o regime de neutro isolado.

6.1.4.3. Regime de Neutro com Reatância Limitadora

Na Figura 6.19 podem observar-se as tensões compostas na alta tensão antes, durante e depois da simulação do defeito com regime de neutro com reatância limitadora.

Analisando os resultados, verifica-se que, com a escolha do regime de neutro com reatância limitadora, a alta tensão não é perturbada com a ocorrência de um defeito fase-terra, mantendo-se dentro da variação de +/- 10% permitida neste nível de tensão para manter a continuidade de serviço e a qualidade do fornecimento de energia. Este é um dos fatores que permite a continuidade de serviço, caso o defeito se mantenha apenas em uma das fases.

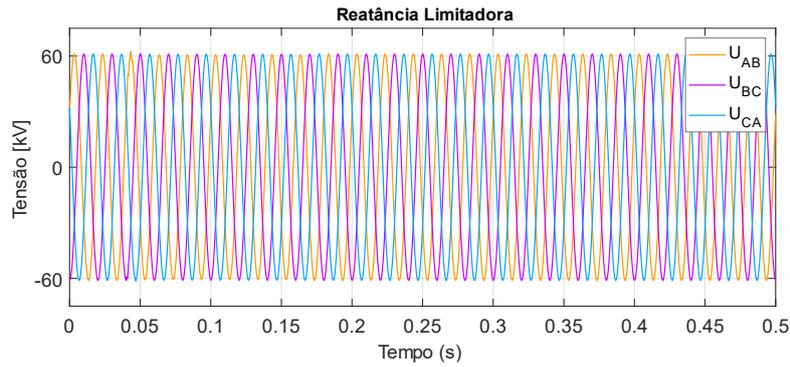


Figura 6.19 – Tensões compostas na rede AT com regime de neutro com reatância limitadora.

Na Figura 6.20 encontra-se o gráfico das tensões simples na média tensão antes, durante e depois da ocorrência de um defeito fase-terra, quando se utiliza o regime de neutro com reatância limitadora. A tensão na fase em defeito é residual durante a permanência do defeito. Por outro lado, as tensões das fases sãs são destabilizadas, subindo ambas para o valor da tensão composta, aproximadamente 1,73 pu da tensão simples.

Por este motivo, quando se desenha uma subestação, caso se opte por um regime de neutro com reatância limitadora, deve dimensionar-se corretamente os condutores MT para que sejam capazes de suportar as sobretensões que aparecem durante um defeito fase-terra.

Por outro lado, após o fim da presença do defeito, quando a corrente se anula na passagem por zero, a tensão de neutro descarrega-se pelo transformador zigzague ligado entre as fases MT e a terra. Tanto a tensão na fase em defeito como as tensões nas fases sãs, voltam lentamente para o valor da tensão simples da rede.

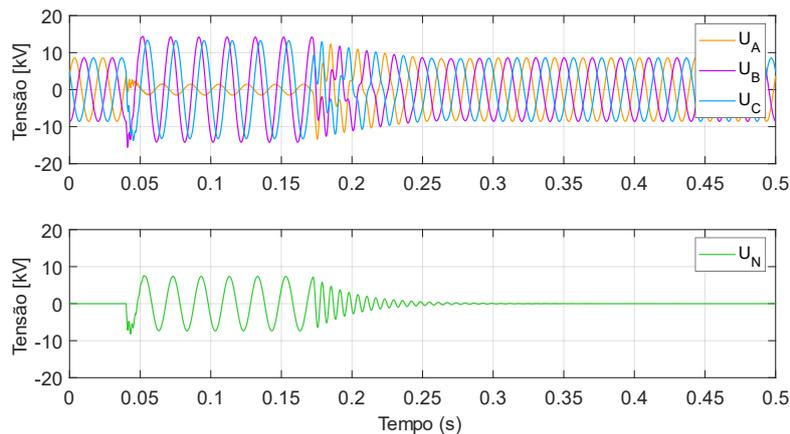


Figura 6.20 – Resposta das tensões simples 15 kV e tensão de neutro a um defeito fase-terra com o regime de neutro com reatância limitadora.

6.1.4.4. Regime de Neutro Sólido à terra

Na Figura 6.21 podem observar-se as tensões compostas na alta tensão antes, durante e depois da simulação do defeito com regime de neutro sólido à terra.

Analisando os resultados, verifica-se que, a consequência da escolha do regime de neutro sólido à terra é que qualquer defeito na média tensão irá afetar também o lado 60 kV, degradando a qualidade da onda de tensão nesse nível.

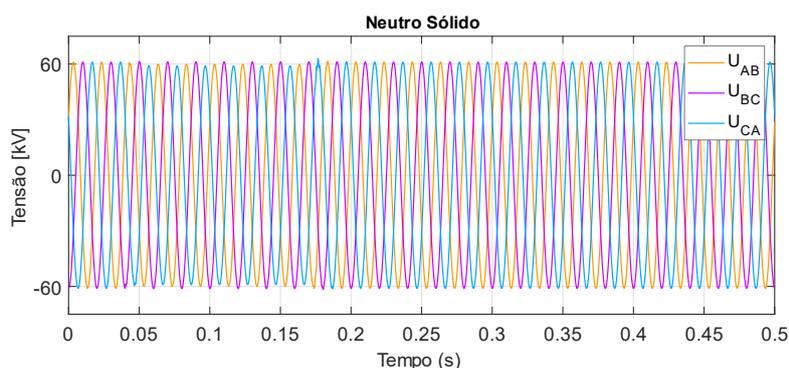


Figura 6.21 – Tensões compostas na rede AT com regime de neutro sólido à terra.

Na Figura 6.22 encontra-se o gráfico das tensões simples na média tensão antes, durante e depois da ocorrência de um defeito fase-terra, quando se utiliza o regime de neutro sólido à terra.

Ao contrário dos outros regimes de neutro já discutidos, com o neutro aterrado a tensão na fase em defeito sofre apenas uma pequena diminuição em relação ao seu valor nominal. Não haverá problemas de sobretensão nas fases sãs na média tensão. Sendo assim, não é necessário dimensionar os condutores MT para suportarem sobretensões durante períodos elevados.

Além disso, não havendo qualquer impedância entre o neutro e a terra, a tensão de neutro é aproximadamente nula durante todo o defeito e por isso, as tensões nas fases voltam rapidamente para o valor da tensão simples da rede, caso o tempo de defeito seja muito reduzido e não haja abertura de disjuntores.

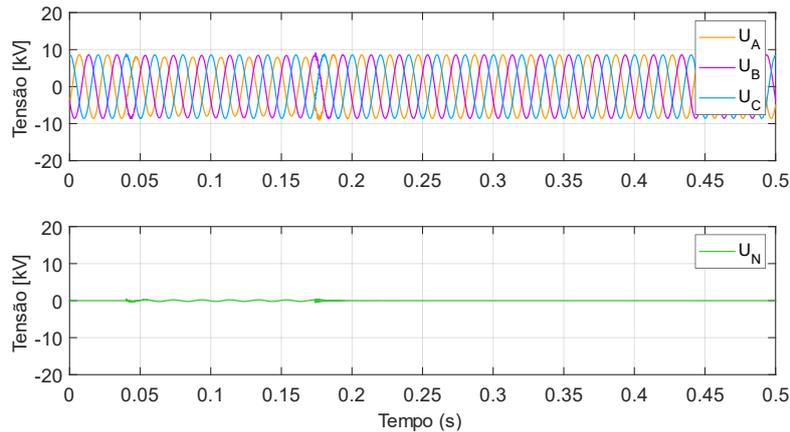


Figura 6.22 – Resposta das tensões simples 15 kV e tensão de neutro a um defeito fase-terra com o regime de neutro sólido à terra.

6.1.5. Resumo dos Resultados de Simulação

Na Tabela 6.1 encontra-se o resumo das grandezas mais relevantes obtidas em cada regime de neutro simulado.

Tabela 6.1 – Comparação de Resultados de um defeito fase-terra para os vários Regimes de Neutro.

Regime de Neutro	Corrente de Defeito	Tensão nas Fases sãs	Tensão de Neutro	Autoextinção do Defeito Garantida
Bobina de Petersen Eletrónica	5 A	1,73 pu	$-E_a$	Sim
Isolado	37 A	Até 2 pu	$-E_a$	Não
Reatância Limitadora	278 A	1,73 pu	$-E_a$	Não
Sólido à terra	1650 A	1 pu	Nula	Não

Por análise dos resultados, verifica-se que, à exceção do regime de neutro sólido à terra, nos outros regimes estudados, na presença de um defeito fase-terra, as tensões nas fases sãs sofrem sobretensões elevadas. Desta forma, é necessário fazer um sobredimensionamento dos equipamentos da subestação de forma a suportarem estas sobretensões.

A característica particular que mais diferencia o Regime de Neutro Isolado da nova solução com a BPE, negativamente, é que com o neutro isolado a tensão de neutro, após a extinção da corrente de defeito, não tem por onde se amortecer, mantendo-se com um valor quase-constante mesmo após essa extinção. Esta carga capacitiva residual responsável pela tensão de neutro remanescente acaba por se descarregar através dos primários dos transformadores de tensão e outras condutâncias parasitas. Pelo contrário, a dessintonia da Bobina de Petersen para a compensação do defeito

permite que não exista compensação total e que não se entre numa ressonância total, que tornará imprevisível o comportamento das tensões, especialmente no fim do defeito.

Além do comportamento das tensões com o sistema de compensação ser mais previsível e mais apreciado do ponto de vista da reposição do funcionamento normal da rede elétrica, a compensação das correntes é o fator mais importante desta solução, uma vez que permite a continuidade de serviço na presença de um defeito fase-terra.

A vantagem do regime de neutro com Reatância Limitadora é o bom comportamento das tensões quando o defeito termina e a limitação da corrente a valores visíveis com facilidade pelos equipamentos de proteção. No entanto, não possibilita a autoextinção de defeitos.

Os defeitos com regime sólido à terra que ocorram do lado da média tensão terão correntes de defeito bastante altas, da ordem de grandeza dos defeitos entre fases, pelo que a detecção dos defeitos será bastante fácil e rápida para as proteções de máximo de intensidade. A consequência é que qualquer defeito na média tensão irá afetar também o lado 60 kV, degradando a qualidade da onda de tensão nesse nível, o que afetará a rede de 60 kV sua totalidade, sendo mais grave quanto mais próximo se esteja do ponto de defeito. Na média tensão não haverá problemas de sobretensão nas fases sãs em caso de defeito à terra, mas a corrente que circulará na bainha de cabos subterrâneos será muito alta.

6.2. Resultados Experimentais

Numa escala muito menor, devido a restrições de segurança do laboratório e disponibilidade de equipamentos, os resultados obtidos para a compensação de um defeito fase-terra pela Bobina de Petersen Eletrônica foram reproduzidos no Laboratório de Máquina Elétricas do Instituto Superior Técnico.

Como visto neste capítulo, a comparação entre o sistema elétrico isolado e o sistema elétrico com BPE é a melhor forma de provar a compensação ativa pelo novo sistema de compensação com injeção de corrente. Desta forma, são comparados os resultados entre os dois regimes de neutro.

Na Figura 6.23 pode observar-se a montagem da rede elétrica e do equipamento de compensação testados em laboratório. O sistema de controlo do inversor monofásico de tensão foi implementado com um *dSPACE MicroLabBox* como interface do programa desenvolvido em *Simulink*. O programa em blocos encontra-se no Anexo F.

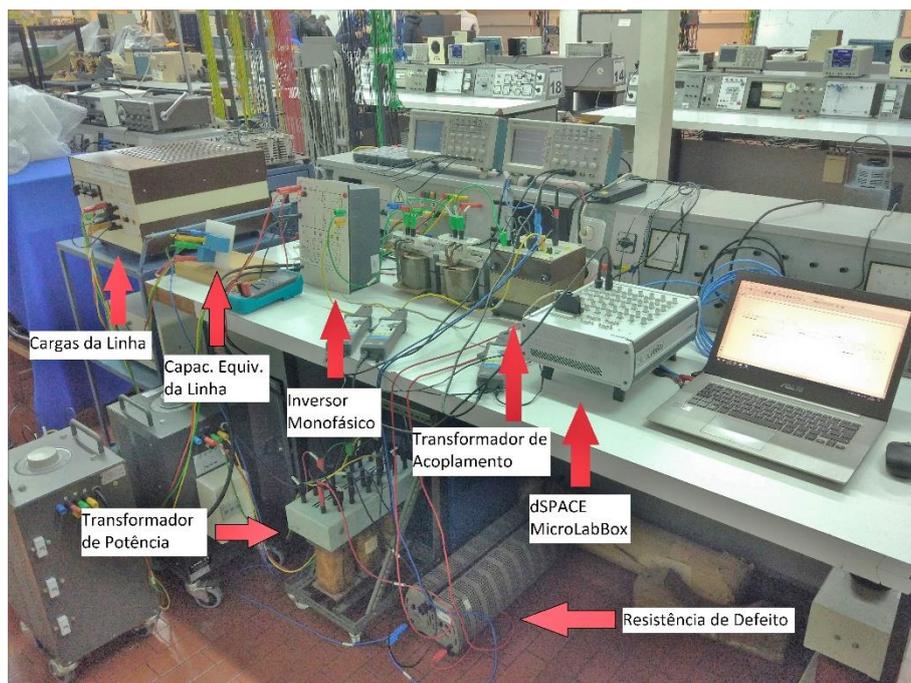


Figura 6.23 – Montagem Laboratorial.

A Tabela 6.2 contém os dados da rede elétrica testada. Os condensadores C1, C2, C3 representam as capacidades equivalentes de uma linha aérea. As resistências representam as cargas no extremo da linha. Encontram-se também presentes as relações e potências dos transformadores utilizados.

Em relação ao sistema de compensação, as indutâncias L1 e L2 representam o filtro de ligação do inversor à rede e estão ligadas em série. É considerado um fator de dessintonia de -10%, isto é, pretende-se uma compensação de 90% da corrente de defeito.

Tabela 6.2 – Parâmetros da rede elétrica testada em laboratório.

Relação Transformador Potência	Potência Transf. Potência	Tensão da Rede "MT"	Relação Transf. Acoplamento	Potência Transf. Acoplamento
400/133 V	2 kVA	44 V	230/174 V	1 kVA
Cargas Resistivas	Capacidade C1	Capacidade C2	Capacidade C3	Resistência de Defeito
600 Ω	15,67 μF	14,72 μF	13,61 μF	5 Ω
Filtro L1	Filtro L2	Fator de dessintonia	Frequência de comutação	Tensão CC inversor
14,59 mH	14,92 mH	-0,10	5150 Hz	40 V_{CC}

A Figura 6.24 mostra a resposta das tensões das fases e da tensão de neutro a um curto-circuito fase-terra com o sistema isolado. Pode ver-se claramente a subida da tensão de neutro para o oposto da tensão da fase em defeito e a subida das tensões nas fases sãs para o valor da tensão composta. Quando o defeito é eliminado, verifica-se o esperado, isto é, o neutro retém a tensão instantânea a que estava e a tensão não tem por onde se amortecer.

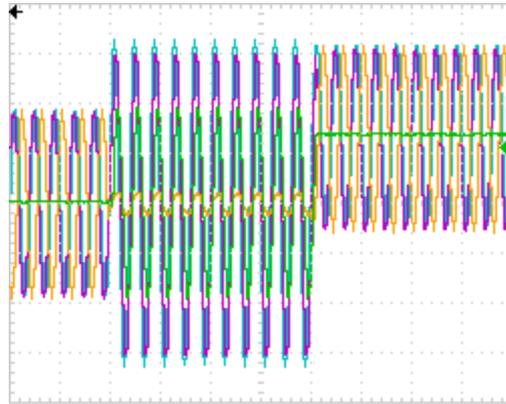


Figura 6.24 - Formas de onda das tensões da rede elétrica na presença de um defeito fase-terra na fase A com Regime de Neutro Isolado. (Amarelo): Tensão simples da fase A (20 V/div); (Violeta): Tensão simples da fase B (20 V/div); (Azul): Tensão simples da fase C (20 V/div); (Verde): Tensão de Neutro (20 V/div). Escala temporal: t (50 ms/div).

A Figura 6.25 mostra a resposta das tensões das fases e da tensão de neutro a um curto-circuito fase-terra com a aplicação do novo sistema de compensação. Pode ver-se claramente a subida da tensão de neutro para o oposto da tensão da fase em defeito e a subida das tensões nas fases sãs para o valor da tensão composta. Quando o defeito é eliminado, verifica-se o esperado, isto é, a tensão de neutro anula-se rapidamente. No mesmo sentido, as tensões nas fases voltam para o seu valor nominal de forma estável, evitando-se transitórios que possam levar ao reacendimento do arco elétrico.

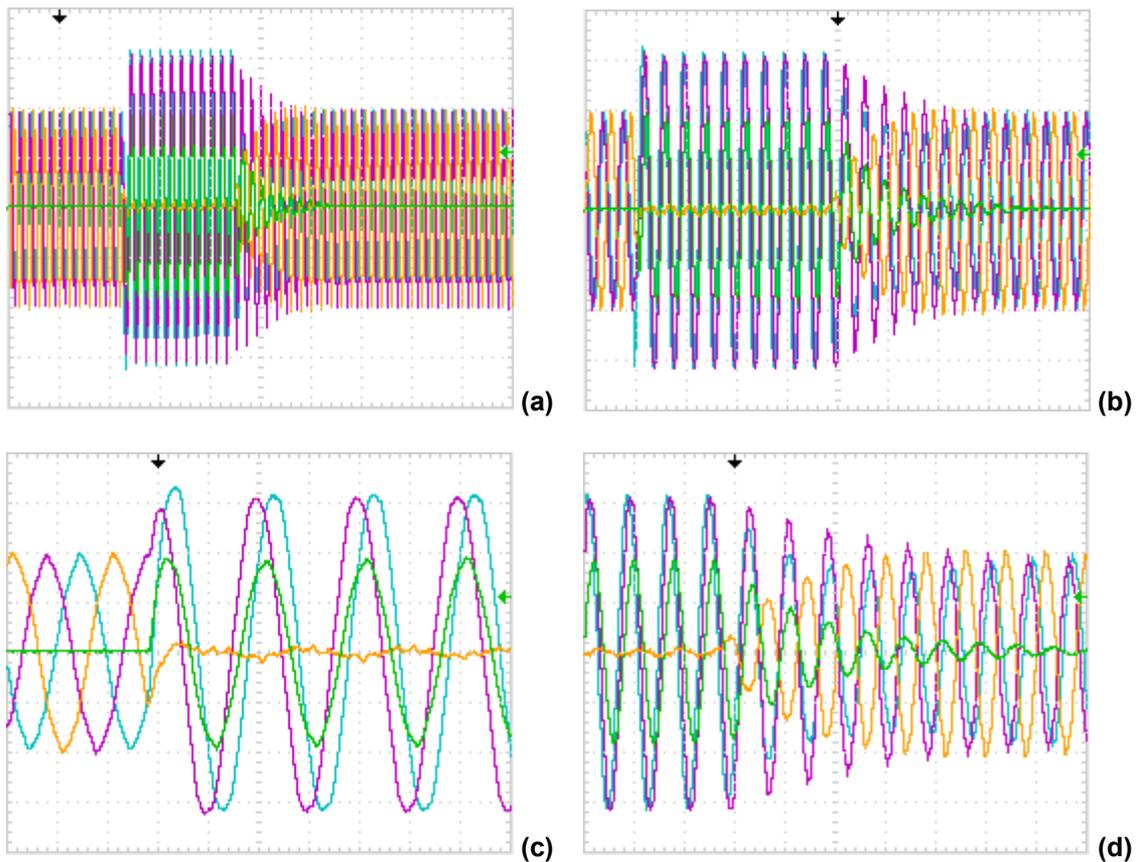


Figura 6.25 – Formas de onda das tensões da rede elétrica na presença de um defeito fase-terra na fase A com compensação pela BPE. (Amarelo): Tensão simples da fase A (20 V/div); (Violeta): Tensão simples da fase B (20 V/div); (Azul): Tensão simples da fase C (20 V/div); (Verde): Tensão de Neutro (20 V/div). Escala temporal: **(a)** t (100 ms/div); **(b)** t (50 ms/div); **(c)** t (10 ms/div); **(d)** t (25 ms/div).

Na Figura 6.26 pode observar-se a compensação da corrente de defeito com BPE, pela injeção no ponto de neutro da corrente de compensação (a Azul). Para comparação, está presente em d) a corrente de defeito com neutro isolado durante o defeito.

Como se pode verificar, existe uma redução superior a 70% da corrente de defeito no regime de neutro com BPE em relação ao regime de neutro isolado para a mesma rede, ver Tabela 6.3. Este valor aproxima-se das simulações em *Simulink* em que se tem uma redução na ordem dos 80%. No entanto, caso as tensões da rede utilizadas nos testes de laboratório fossem de valores superiores, os resultados estariam mais próximos do simulado.

Tabela 6.3 – Correntes de pico obtida com um defeito fase-terra franco.

Regime de Neutro	Corrente de Defeito
Bobina de Petersen Eletrónica	0,20 A
Isolado	0,70 A

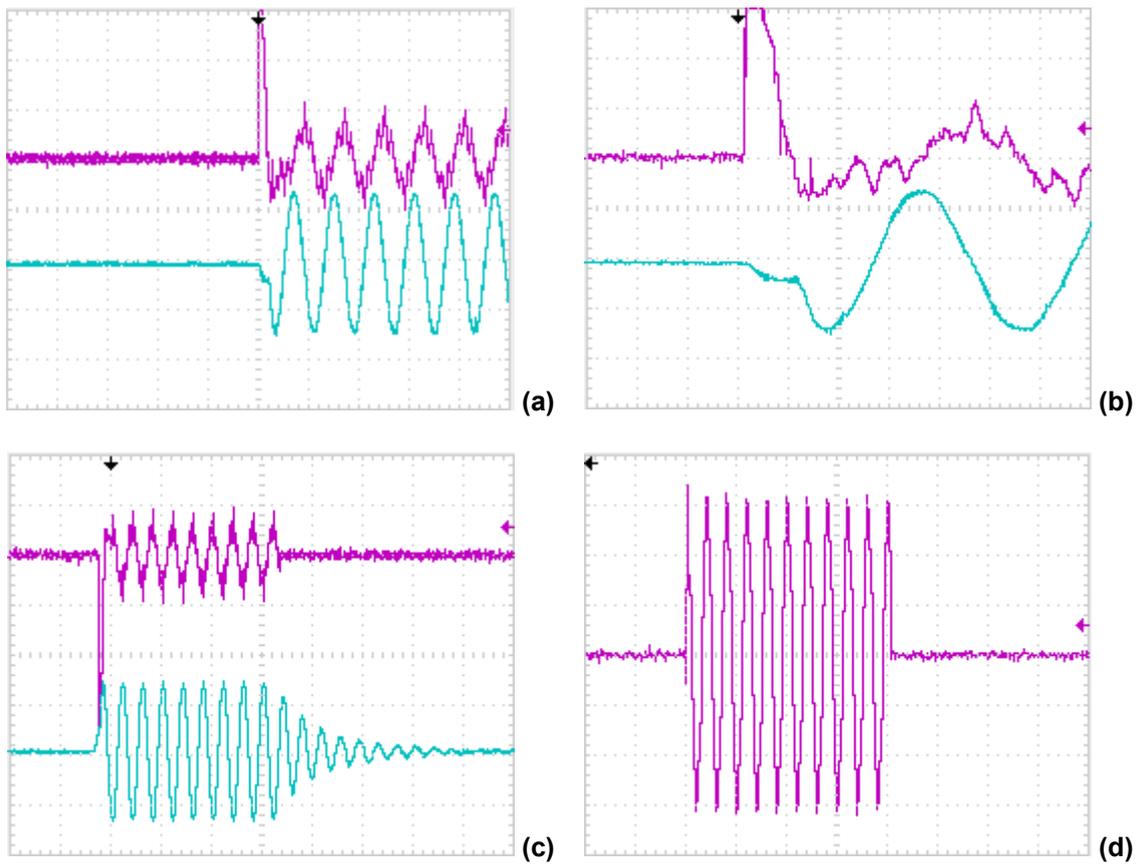


Figura 6.26 – Formas de onda das correntes da rede elétrica: **(a) / (b) / (c)** (Violeta): Corrente de defeito compensada (0,2 A/div); (Azul): Corrente injetada pelo inversor (0,5 A/div). **(a)** Escala temporal: t (25 ms/div); **(b)** Escala temporal: t (5 ms/div); **(c)** Escala temporal: t (50 ms/div). **(d)** (Violeta): Corrente de defeito regime isolado (0,2 A/div), Escala temporal t (50 ms/div).

Capítulo 7

Conclusões

Neste capítulo, as conclusões do trabalho desenvolvido e as perspectivas para trabalho futuro são apresentadas.

7.1. Considerações Finais

O objetivo desta Dissertação de Mestrado foi desenhar um novo sistema de compensação baseado na teoria da Bobina de Petersen, capaz de compensar as correntes capacitivas provenientes de defeitos fase-terra numa rede elétrica. O novo sistema de compensação recorre a um conversor eletrónico de potência, nomeadamente o inversor monofásico de tensão que é responsável por injetar uma corrente indutiva no ponto de neutro da subestação em substituição das Bobinas de Petersen clássicas eletromecânicas.

Foram obtidos resultados utilizando os conhecidos e mais utilizados Controladores Lineares. Foi escolhido o controlador linear proporcional-integral com modulação PWM de 3 níveis capaz de, através da medida da tensão de neutro na rede elétrica calcular a corrente de referência a ser injetada no ponto de neutro de uma subestação pelo inversor monofásico de tensão para compensar a corrente de defeito fase-terra capacitiva.

A maior dificuldade encontrada passou por definir teoricamente as equações necessárias para a determinação da corrente de defeito a ser compensada, analisando-se o sentido da corrente injetada e da corrente de defeito de modo a obter-se a compensação indutiva pretendida. Além disso, foi realizada uma pesquisa extensiva de dados e parâmetros de equipamentos para criar o modelo da rede elétrica mais próximo da realidade.

Através de simulações computacionais em *Simulink*, foram obtidos resultados comparativos para a mesma rede elétrica utilizando o regime de neutro com o novo sistema de compensação, neutro isolado, neutro com reatância limitadora e neutro sólido à terra. Dependendo da necessidade do fornecedor de energia, continuidade de serviço versus rapidez de eliminação de defeito, diferentes regimes de neutro podem ser adaptados. Foi também desenvolvido um algoritmo capaz de detetar os defeitos fase-terra através da medida da tensão de neutro quando é utilizado o novo sistema de compensação.

No laboratório do Instituto Superior Técnico, foram conduzidos trabalhos experimentais de validação do novo sistema de compensação, tendo-se realizado a comparação experimental com a mesma rede elétrica com regime de neutro isolado.

A recomendação principal desta dissertação é, portanto, a utilização de sistemas de compensação de defeitos que estabilizam as tensões compostas na rede elétricas quando existe a necessidade de continuidade de serviço durante um defeito fase-terra. Neste regime de neutro as correntes de defeito são reduzidas, pelo que o algoritmo de deteção de defeito criado poderá ser uma redundância à deteção de defeitos do sistema elétrico.

7.2. Trabalho Futuro

Para pesquisa futura, será interessante estudar e investigar um método de injeção de corrente capaz de sintonizar a Bobina de Petersen Eletrónica sem o conhecimento prévio do perfil capacitivo da rede elétrica. Tal algoritmo de controlo deve manter uma rapidez de compensação elevada assim que um defeito fase-terra é detetado.

Os dados dos equipamentos utilizados para simulação aproximam-se de equipamentos reais existentes no mercado, no entanto, para o desenvolvimento de um protótipo da Bobina de Petersen Eletrónica à escala da simulação será sempre necessária uma adaptação desses mesmos dados.

Em relação ao trabalho laboratorial, o próximo passo seria testar o mesmo modelo com equipamento capaz de suportar níveis de tensão mais próximos de uma subestação real de alta e média tensão. Nesse sentido, será necessário utilizar um inversor capaz de injetar correntes mais elevadas e realizar uma adaptação do filtro de saída e de todo o equipamento para modelar a rede elétrica.

Referências Bibliográficas

- [1] Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., "242™ buff book - IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, Std 242-2001", 2001.
- [2] EDP Distribuição, "Relatório da Qualidade e Serviço", 2018.
- [3] Su, Chun-Lien; Teng, Jen-Ho, "Outage costs quantification for benefit-cost analysis of distribution automation systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 2007.
- [4] Sá, Professor José Luís Pinto de, "Elementos de apoio à disciplina de PASE," Instituto Superior Técnico, 2006/2007.
- [5] Sá, José Luís Pinto de, "Tecnologias de Transmissão e Distribuição de Energia Eléctrica," Instituto Superior Técnico, 2011.
- [6] Schlömmer, Michael - Business Development Manager at Trench Austria, "100 years arc suppression coil" - Presentation, Siemens AG Österreich, 2017.
- [7] Roberts, Jeff; J. Altuve, Dr. Hector; Hou, Dr. Daqing, "Review for Ground Fault Protection Methods For Grounded, Ungrounded, And Compensated Distribution Systems", WA USA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, 2001.
- [8] Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., "IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems, Part IV - Distribution, IEEE Std C62.92.4-1991," *S. P. D. Committee*, 1991.
- [9] Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., "IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems, Part III - Generator Auxiliary Systems, Revision of IEEE Std C62.92.3-1993," 2013.
- [10] Griffel, D.; Leitloff, V.; Harmand, Y.; Bergeal, J., "A new deal for safety and quality on MV networks," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, 1997.
- [11] Costa, Paulo F., "Dissertação de Mestrado No. 140 - Aterramento do Neutro dos Sistemas de Distribuição Brasileiros: Uma Proposta de Mudança," Univ. Federal de Minas Gerais, Brasil, 1995.

- [12] Fulchiron, Didier, "Cahier technique no. 203 - Basic Selection of MV Public Distribution Networks," Schneider Electric, 2001.
- [13] EDP Distribuição, "Reactâncias de Neutro - Características e Ensaio, DMA-C52-300," 2005.
- [14] Dolník, B.; Kurimský, J., "Contribution to earth fault current compensation in middle voltage distribution networks," *Technical University of Kosice, Slovakia*, 2011.
- [15] Trench Austria, "Neutral Point Treatment - Technical Product Presentation," Austria, 2003.
- [16] A-Eberle GmbH & Co. KG, "Operating Instructions for The Petersen-Coil Regulator," Nuremberg, 2017.
- [17] Sumner, J. H., "The Theory and Operation of Petersen Coils," Government Electricity Department, Malaya, 1946.
- [18] P. Folliot, J. Boyer e S. Bollé, "Neutral Grounding Reactor for Medium Voltage Networks", Alstom Petit Quevilly, France.
- [19] Schlabbach, Jürgen, "Short-circuit Currents," The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom, 2005.
- [20] Teixeira, Frederico Branquinho, "Estudo da Aplicação do Aterramento Ressonante em Redes de Distribuição com Ramais Monofásicos e Bifásicos," Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2012.
- [21] Dias, Pedro Henrique da Silva, "Bobine de Petersen Eletrónica", Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2017.
- [22] Hänninen, Seppo, "Single phase earth faults in high impedance grounded networks - Characteristics, indication and location," VTT Publications 453, Technical Research Centre of Finland, 2001.
- [23] Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., "IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, IEEE Std 141-1993," 1993.
- [24] EDP Distribuição, "Instalações AT e MT - Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua 110/48 VCC (DMA-C13-510/N)," 2017.

- [25] Silva, Fernando; Pinto, Sónia; Santana, João et al, "Conversores Comutados para Energias Renováveis," Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, Lisboa, 2016/2017.
- [26] Lin, Bor-Ren, "Analysis and Implementation of a Three-Level PWM Rectifier/Inverter," *IEEE TRANSACTIONS ON AEROSPACE AND ELECTRONIC SYSTEMS*, vol. 36, nº 3, 2000.
- [27] Pinto, Sónia, "Apresentação - VSC – Voltage Source Converters," CCER, Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2016/2017.
- [28] Hammond, P., "Electromagnetism for Engineers - An Introductory Course", Southampton, UK: PERGAMON PRESS, 1986.
- [29] N. CHEMI-CON, "Large Capacitance Aluminum Electrolytic Capacitors DataSheet 650Vdc".
- [30] EDP Distribuição, "Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição - PDIRD 2015-2019," 2014.
- [31] EDP Distribuição, "Transformadores de Potência - Transformadores trifásicos, de 60 kV/MT, DMA-C52-140/N," 2014.
- [32] Asea Brown Boveri, "Power Transformer ABB Energy Efficiency Ecodesign Regulation," [Online]. Available: <https://new.abb.com/docs/librariesprovider95/energy-efficiency-library/power-transformer-abb-energy-efficiency-ecodesign-regulation.pdf?sfvrsn=2>.
- [33] Weedy, B. M.; Cory, B. J.; Jenkins, N.; Ekanayake, J. B.; Strbac, G., "Electric Power Systems", Fifth Edition, Wiley, 2012.
- [34] Condutores Solidal e Quintas, "Guia Técnico: Características Técnicas dos Condutores de Energia e Cabos Eléctricos".
- [35] Dakota Electric Association, "Understanding Load Factor & Power Factor For Your Business," [Online]. Available: <https://www.dakotaelectric.com/understanding-load-factor-power-factor-for-your-business/>.
- [36] Louro, Miguel Filipe Narciso Miguens, "O sistema de protecções na perspetiva da segurança de pessoas em redes de MT," Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2008.
- [37] Araki, Mituhiko, "PID Control," *Control Systems, Robotics and Automation*, vol. II, Kyoto University, Japan.

- [38] Infineon Technologies AG, "FF1400R12IP4 - IGBT Module Technical Information," 2013.
- [39] Paiva, José Pedro Sucena, Redes de Energia Eléctrica - Uma Análise Sistémica, IST Press, 3ª Edição, 2011.
- [40] Cruz, Pedro, "Linha MT - Aspectos construtivos, Projecto e Manutenção," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2010.
- [41] EDP Distribuição, "Condutores Nus para Linhas Aéreas - Cabos de liga de alumínio com alma de aço (DMA-C34-127/N)," 2017.
- [42] "Diário da República n.º 41/1992, Série I-B de 1992-02-18," Ministério da Indústria e Energia, 1992.

Anexos

Este capítulo contém os anexos da dissertação, que servem para complementar informação dos outros capítulos, e fazer deduções de equações e cálculos auxiliares para o dimensionamento do sistema da Bobina de Petersen Eletrônica. Também são anexadas as características dos IGBT e do Transformador de Potência dadas pelos fabricantes.

A. Dados do fabricante dos semicondutores IGBT

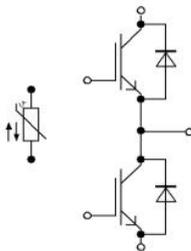
O braço inversor constituído por semicondutores IGBT simulado em *MATLAB/Simulink* encontra-se na Figura A.1. A tabela com as várias características dos semicondutores encontra-se na Figura A.2. Este braço inversor poderia ser utilizado num protótipo feito para as tensões reais de simulação.

Technische Information / Technical Information	
IGBT-Module IGBT-modules	

PrimePACK™3 Modul mit Trench/Feldstopp IGBT4 und Emitter Controlled 4 Diode und NTC
PrimePACK™3 module with Trench/Fieldstop IGBT4 and Emitter Controlled 4 diode and NTC

Vorläufige Daten / Preliminary Data





$V_{CES} = 1200V$
 $I_{C\ nom} = 1400A / I_{CRM} = 2800A$

Figura A.1 – Braço inversor constituído por IGBT [38].

Charakteristische Werte / Characteristic Values		min.	typ.	max.	
Kollektor-Emitter-Sättigungsspannung Collector-emitter saturation voltage	$I_C = 1400\text{ A}, V_{GE} = 15\text{ V}$ $I_C = 1400\text{ A}, V_{GE} = 15\text{ V}$ $I_C = 1400\text{ A}, V_{GE} = 15\text{ V}$	$T_{vj} = 25^\circ\text{C}$ $T_{vj} = 125^\circ\text{C}$ $T_{vj} = 150^\circ\text{C}$	$V_{CE\text{ sat}}$	1,75 2,05 2,15	2,05 V V
Gate-Schwellenspannung Gate threshold voltage	$I_C = 49,0\text{ mA}, V_{CE} = V_{GE}, T_{vj} = 25^\circ\text{C}$		V_{GEth}	5,0 5,8 6,5	V
Gateladung Gate charge	$V_{GE} = -15\text{ V} \dots +15\text{ V}$		Q_G	9,60	μC
Interner Gatewiderstand Internal gate resistor	$T_{vj} = 25^\circ\text{C}$		R_{Gint}	0,8	Ω
Eingangskapazität Input capacitance	$f = 1\text{ MHz}, T_{vj} = 25^\circ\text{C}, V_{CE} = 25\text{ V}, V_{GE} = 0\text{ V}$		C_{ies}	82,0	nF
Rückwirkungskapazität Reverse transfer capacitance	$f = 1\text{ MHz}, T_{vj} = 25^\circ\text{C}, V_{CE} = 25\text{ V}, V_{GE} = 0\text{ V}$		C_{res}	4,60	nF
Kollektor-Emitter-Reststrom Collector-emitter cut-off current	$V_{CE} = 1200\text{ V}, V_{GE} = 0\text{ V}, T_{vj} = 25^\circ\text{C}$		I_{CES}		5,0 mA
Gate-Emitter-Reststrom Gate-emitter leakage current	$V_{CE} = 0\text{ V}, V_{GE} = 20\text{ V}, T_{vj} = 25^\circ\text{C}$		I_{GES}		400 nA
Einschaltverzögerungszeit, induktive Last Turn-on delay time, inductive load	$I_C = 1400\text{ A}, V_{CE} = 600\text{ V}$ $V_{GE} = \pm 15\text{ V}$ $R_{Gon} = 1,0\ \Omega$	$T_{vj} = 25^\circ\text{C}$ $T_{vj} = 125^\circ\text{C}$ $T_{vj} = 150^\circ\text{C}$	t_{don}	0,20 0,21 0,21	μs μs μs
Anstiegszeit, induktive Last Rise time, inductive load	$I_C = 1400\text{ A}, V_{CE} = 600\text{ V}$ $V_{GE} = \pm 15\text{ V}$ $R_{Gon} = 1,0\ \Omega$	$T_{vj} = 25^\circ\text{C}$ $T_{vj} = 125^\circ\text{C}$ $T_{vj} = 150^\circ\text{C}$	t_r	0,12 0,13 0,13	μs μs μs
Abschaltverzögerungszeit, induktive Last Turn-off delay time, inductive load	$I_C = 1400\text{ A}, V_{CE} = 600\text{ V}$ $V_{GE} = \pm 15\text{ V}$ $R_{Goff} = 1,0\ \Omega$	$T_{vj} = 25^\circ\text{C}$ $T_{vj} = 125^\circ\text{C}$ $T_{vj} = 150^\circ\text{C}$	t_{doff}	0,87 0,95 0,97	μs μs μs
Fallzeit, induktive Last Fall time, inductive load	$I_C = 1400\text{ A}, V_{CE} = 600\text{ V}$ $V_{GE} = \pm 15\text{ V}$ $R_{Goff} = 1,0\ \Omega$	$T_{vj} = 25^\circ\text{C}$ $T_{vj} = 125^\circ\text{C}$ $T_{vj} = 150^\circ\text{C}$	t_f	0,20 0,23 0,23	μs μs μs
Einschaltverlustenergie pro Puls Turn-on energy loss per pulse	$I_C = 1400\text{ A}, V_{CE} = 600\text{ V}, L_S = 30\text{ nH}$ $V_{GE} = \pm 15\text{ V}, di/dt = 8600\text{ A}/\mu\text{s}$ ($T_{vj} = 150^\circ\text{C}$) $R_{Gon} = 1,0\ \Omega$	$T_{vj} = 25^\circ\text{C}$ $T_{vj} = 125^\circ\text{C}$ $T_{vj} = 150^\circ\text{C}$	E_{on}	65,0 80,0 95,0	mJ mJ mJ
Abschaltverlustenergie pro Puls Turn-off energy loss per pulse	$I_C = 1400\text{ A}, V_{CE} = 600\text{ V}, L_S = 30\text{ nH}$ $V_{GE} = \pm 15\text{ V}, du/dt = 2500\text{ V}/\mu\text{s}$ ($T_{vj} = 150^\circ\text{C}$) $R_{Goff} = 1,0\ \Omega$	$T_{vj} = 25^\circ\text{C}$ $T_{vj} = 125^\circ\text{C}$ $T_{vj} = 150^\circ\text{C}$	E_{off}	215 280 305	mJ mJ mJ
Kurzschlußverhalten SC data	$V_{GE} \leq 15\text{ V}, V_{CC} = 800\text{ V}$ $V_{CEmax} = V_{CES} - L_{SCE} \cdot di/dt$ $t_p \leq 10\ \mu\text{s}, T_{vj} = 150^\circ\text{C}$		I_{SC}	5600	A
Wärmewiderstand, Chip bis Gehäuse Thermal resistance, junction to case	pro IGBT / per IGBT		R_{thJC}		19,5 K/KW
Wärmewiderstand, Gehäuse bis Kühlkörper Thermal resistance, case to heatsink	pro IGBT / per IGBT $\lambda_{Paste} = 1\text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K}) / \lambda_{grease} = 1\text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$		R_{thCH}	9,30	K/KW
Temperatur im Schaltbetrieb Temperature under switching conditions			$T_{vj\text{ op}}$	-40	150 $^\circ\text{C}$

prepared by: AC	date of publication: 2013-11-05
approved by: MS	revision: 2.4

Figura A.2 – Tabela das caraterísticas gerais dos semicondutores [38].

B. Dimensionamento dos parâmetros de transformadores

Para simular um transformador em ambiente *MATLAB/Simulink* é necessário dimensionar os parâmetros do modelo equivalente em T deste equipamento. A partir dos dados do fabricante, que devem fornecer as perdas em vazio e em curto-circuito do transformador e a corrente de magnetização é possível definir todos os parâmetros que representam as perdas reais do transformador. Na Figura B.1 podem observar-se as impedâncias que serão calculadas.

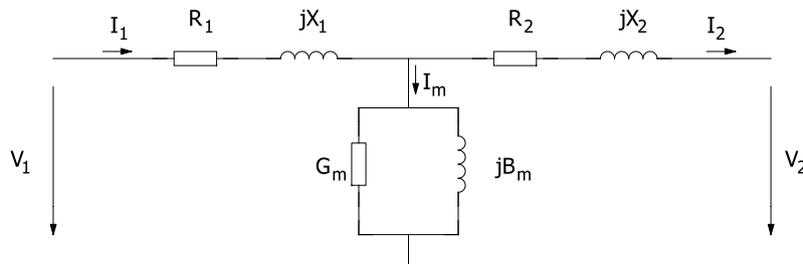


Figura B.1 – Esquema equivalente monofásico em T do transformador.

As relações entre os parâmetros equivalentes e as perdas reais são as seguintes [39]:

- As resistências R_1 e R_2 representam as perdas resistivas no cobre de ambos os enrolamentos;
- As reactâncias de dispersão X_1 e X_2 representam as perdas de fluxo magnético no cobre;
- A condutância G_m representa as perdas no núcleo do transformador por aquecimento no ferro devido ao fenómeno de histerese e às correntes de Foucault;
- A suscetância B_m representa as perdas no núcleo relativas à criação do campo magnético quando o transformador é excitado (quando se liga o transformador).

Para determinar os parâmetros do transformador é então necessário realizar o ensaio em vazio e o ensaio em curto-circuito.

Ensaio em curto-circuito

O ensaio em curto-circuito é usado para obter o valor da impedância equivalente em série dada por:

$$R_{eq} + jX_{eq} = (R_1 + R_2) + j(X_1 + X_2) \quad (\text{B.1})$$

O curto-circuito é aplicado no secundário do transformador e no primário é aplicada uma tensão reduzida V_{CC} , ver Figura B.2. Como a impedância equivalente em série é baixa num transformador típico, uma tensão da ordem de 10% a 15% tende a ser suficiente para fazer circular a corrente nominal no circuito. A Figura B.3 mostra o caminho aproximado da corrente, uma vez que a impedância do ramo de excitação é muito maior que a impedância de dispersão do secundário, e assim, pode desprezar-se o efeito da corrente de magnetização no transformador.

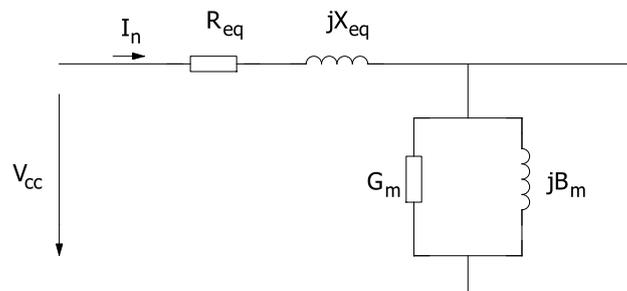


Figura B.2 – Esquema equivalente do ensaio em curto-circuito do transformador.

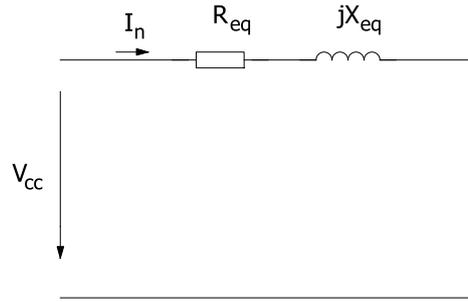


Figura B.3 – Circuito equivalente da corrente no ensaio em curto-circuito do transformador.

A partir do esquema equivalente da Figura B.3 definem-se várias relações entre grandezas. A tensão de curto-circuito V_{CC} é dada por:

$$V_{CC} = Z_{CC} I_n \quad (\text{B.2})$$

em que Z_{CC} é a impedância de curto-circuito. Uma vez que a corrente nominal I_n é 1,0 pu, fica-se com:

$$Z_{CC} = V_{CC} \quad (\text{B.3})$$

Para decompor a impedância de curto-circuito nas suas componentes resistiva e reativa, tem de se medir a potência de curto-circuito P_{CC} , a partir da qual se calcula a resistência [39]:

$$R_{eq} = \frac{P_{CC}}{I_n^2} \quad (\text{B.4})$$

Através das expressões (B.3), (B.4) e da expressão típica de uma impedância $Z = R + jX$, tem-se:

$$|Z_{CC}|^2 = \sqrt{R_{eq}^2 + X_{eq}^2} \Leftrightarrow X_{eq} = \sqrt{V_{CC}^2 - R_{eq}^2} = \sqrt{V_{CC}^2 - P_{CC}^2} \quad (\text{B.5})$$

Portanto, a partir da tensão de curto-circuito e da potência de curto-circuito tem-se todos os dados para determinar o valor dos parâmetros do ramo longitudinal do esquema equivalente monofásico do transformador. Fazendo a simplificação que a impedância de curto-circuito é igual nos dois níveis de tensão do transformador, os parâmetros finais que são utilizados em simulação são dados pelas expressões (B.6) e (B.7).

$$R_1 = R_2 = 0,5 \cdot R_{eq} = 0,5 \cdot P_{CC} \quad (\text{B.6})$$

$$X_1 = X_2 = 0,5 \cdot X_{eq} = 0,5 \cdot \sqrt{V_{CC}^2 - P_{CC}^2} \quad (\text{B.7})$$

Ensaio em vazio

O ensaio em vazio é realizado com o fim de determinar os parâmetros do ramo de excitação do esquema equivalente do transformador. Neste ensaio coloca-se o secundário em aberto e ao primário impõe-se a tensão nominal do transformador. Por análise da Figura B.4, a impedância de circuito aberto é dada por:

$$Z_{ca} = R_1 + jX_1 + Z_m \quad (\text{B.8})$$

em que Z_m é a impedância de magnetização.

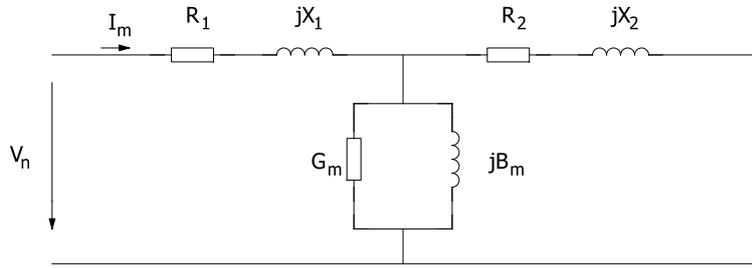


Figura B.4 – Esquema equivalente do ensaio em vazio do transformador.

Como a impedância de magnetização/excitação é muito elevada comparada com a impedância de dispersão do primário, ou seja, a queda de tensão causada pela corrente de excitação I_m é desprezável, e assim, pode reduzir-se o esquema anterior representando apenas a impedância de magnetização, ver Figura B.5. Assim, considera-se que a queda de tensão no ramo de excitação é aproximadamente igual à tensão aplicada V_n .

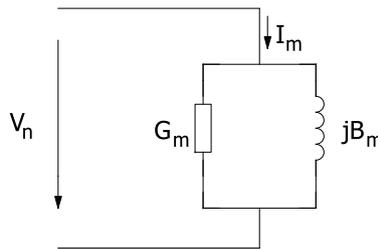


Figura B.5 – Circuito equivalente do ensaio em vazio do transformador.

Os valores dos parâmetros G_m e B_m obtêm-se a partir das medidas da tensão aplicada V_n , corrente de magnetização I_m e potência de perdas em vazio P_0 [39]. Sendo assim, tem-se:

$$V_n = I_m Z_m \quad (\text{B.9})$$

A admitância de magnetização é dada por:

$$Y_m = G_m - jB_m = \frac{1}{Z_m} \quad (\text{B.10})$$

Então, fica-se com:

$$\frac{V_n}{I_m} = Z_m \Leftrightarrow \frac{V_n}{I_m} = \frac{1}{G_m - jB_m} \Leftrightarrow \frac{I_m}{V_n} = G_m - jB_m \quad (\text{B.11})$$

Assim, da expressão (B.11) fica-se com:

$$B_m = \pm \sqrt{\left(\frac{I_m}{V_n}\right)^2 - G_m^2} \rightarrow B_m = -\sqrt{\left(\frac{I_m}{V_n}\right)^2 - G_m^2} \quad (\text{B.12})$$

Quando uma corrente alternada percorre um componente que tem uma suscetância finita diferente de zero, a energia é alternadamente armazenada ou libertada através de um campo magnético ou campo elétrico. No caso de ser um campo magnético, como é o caso do transformador, a suscetância é indutiva. Por este motivo, por convenção a uma suscetância indutiva são atribuídos apenas valores imaginários negativos. Portanto, na expressão (B.12) a suscetância deve ser definida como negativa.

A condutância de magnetização é dada pelo quociente entre as perdas de energia em vazio P_0 por aquecimento no ferro e a tensão nominal ao quadrado:

$$G_m = \frac{P_0}{V_n^2} \quad (\text{B.13})$$

Para efeitos de simulação é necessário obter as expressões para a resistência de magnetização R_m e a indutância de magnetização L_m , que serão dadas por:

$$R_m = \frac{1}{G_m} \quad (\text{B.14})$$

$$X_m = \frac{1}{B_m} \quad (\text{B.15})$$

C. Dados de Fabricante para o Transformador de Potência

O transformador de potência de 60/15 kV que será simulado é do fabricante *ABB Ltd* e as suas características encontram-se representadas na Figura C.1.

Sr (MVA)	Units	12,5	20	31,5
Frequency	(Hz)	50	50	50
Phase number		3	3	3
Rated power	(MVA)	12,5	20	31,5
Rated power of tertiary	(MVA)	-	-	-
Power absorbed by that portion of the cooling system which is permanently on (normally first stage)	(kW)	0	0	0
Rated voltage HV winding	(kV)	33	66	110
	(%)	8	10	12,5
Short-circuit impedance on the rated tap				
PEI	(%)	99,62	99,66	99,69
Power at which PEI occurs	(MVA)	5	7	12
	(kW)	9	12	18
No-load loss at rated voltage				
Load Loss on the main tapping at rated power	(kW)	62	96	135
Core Material		Hi-B	Hi-B	Hi-B
Core mass	(t)	6,5	9	12,5
Conductor material		Cu	Cu	Cu
Conductor mass	(t)	3	4	7

Figura C.1 – Dados típicos dos transformadores de potência da ABB [32].

D. Dedução dos Parâmetros das Linhas Elétricas

Os parâmetros das linhas elétricas do esquema equivalente em pi são deduzidos abaixo:

Resistência Longitudinal

A resistência R de uma linha é o parâmetro que condiciona as perdas por efeito de Joule [39]. Em corrente contínua, depende essencialmente da natureza do material condutor, sendo dada pela expressão:

$$R = \frac{\rho \cdot l}{\sigma} \quad (D.16)$$

onde ρ é a resistividade do material [$\Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot \text{km}^{-1}$], l é o comprimento do condutor [km] e σ é a secção do condutor [mm^2].

A resistividade do condutor varia com a temperatura, sendo em geral especificado o seu valor referência a 20° C com alimentação CC. Para outras temperaturas, pode obter-se o seu valor através da expressão:

$$\rho_2 = \rho_1 [1 + \alpha_T \cdot (T_2 - T_1)] \quad (D.17)$$

onde ρ_1 e ρ_2 são as resistividades do material às temperaturas T_1 e T_2 , respetivamente e α_T é o coeficiente de temperatura do cabo.

Sendo o cabo do tipo ACSR, o alumínio que o constitui é do tipo 1350-H19, que suporta uma temperatura máxima de 90° C. Desta forma, para efeito de cálculo, considerar-se-ia este valor de temperatura para determinar o valor da resistência do condutor. No entanto, o cálculo teórico da resistência do condutor feito pela equação (D.16) não tem em conta vários fatores condicionantes do seu valor real, tais como:

- Os condutores serem habitualmente entrançados e não maciços, fazendo com que o comprimento de cada fio seja superior ao comprimento do condutor;
- Existir o fenómeno de efeito pelicular, que se deve à corrente alternada não se distribuir uniformemente pela secção do condutor;
- A resistência dos condutores magnéticos (neste caso o aço para o cabo do tipo ACSR) varia com a intensidade da corrente;
- Existir o efeito da proximidade, que se deve à indução mútua entre os condutores de uma linha.

Na prática, a resistência dos variados tipos de condutores usados é usualmente fornecida pelos seus fabricantes. Assim sendo, para a linha de 60 kV foi escolhido o condutor de alumínio com alma de aço com secção de 325 mm² por ser frequentemente utilizado pela EDP neste nível de tensão [40]. Para as linhas de 15 kV foi escolhido um condutor do mesmo tipo, mas com uma secção de 90 mm², por ser a menor secção utilizada para 60 kV, pelo que será indicado para as linhas com um nível de tensão inferior. Os dados dos cabos estão presentes na Tabela 8.1.

Tabela 8.1 – Características técnicas dos cabos de alumínio com alma de aço usados [41].

	Condutor	AL [mm ²]	ST [mm ²]	Secção Total [mm ²]	R _{máx} a 20° C em CC [Ω/km]
Linha 60 kV	264-AL1/62-ST1A	264,4	61,7	326,1	0,1093
Linha 15 kV	75-AL1/13-ST1A	75,0	12,5	88,0	0,3820

Reatância longitudinal

A reatância longitudinal é o elemento mais importante de uma linha elétrica de energia, tendo a sua maior influência na capacidade de transporte e na queda de tensão na linha. É dada pela expressão:

$$X = \omega L \quad (D.18)$$

onde L é a indutância e $\omega = 2\pi f$ é a frequência angular.

A indutância total de uma linha monofásica com dois condutores Figura D.1, é dada por:

$$L = L_1 + L_2 \quad (D.19)$$

em que a indutância total do circuito devido apenas à corrente no circuito 1 é dada por:

$$L_1 = (2 \cdot 10^{-7}) \left(\frac{1}{4} + \ln \frac{D}{r_1} \right) \quad (\text{D.20})$$

em que r_1 é o raio do condutor 1 e D é a distância entre os eixos dos dois condutores.

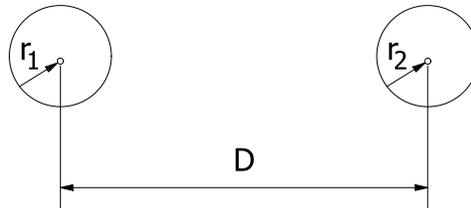


Figura D.1 – Disposição de dois condutores numa linha monofásica.

Assumindo que os condutores são iguais ($r_1 = r_2 = r$), tem-se:

$$L_2 = L_1 \rightarrow L = 2 \cdot L_1 = (4 \cdot 10^{-7}) \left(\frac{1}{4} + \ln \frac{D}{r} \right) \quad (\text{D.21})$$

Definindo o raio médio geométrico do condutor r' por:

$$r' = e^{-\frac{1}{4}} \cdot r = 0,778 \cdot r \quad (\text{D.22})$$

de forma a compensar o fluxo magnético interno, a expressão final da indutância total do circuito é dada por:

$$L = (4 \cdot 10^{-7}) \left(\ln \frac{D}{r'} \right) \quad (\text{D.23})$$

Não estando no âmbito deste trabalho deduzir uma expressão para o cálculo da indutância total de uma linha trifásica de energia elétrica, sabendo que a linha é transposta e que tem os condutores em esteira, o seu valor será dado por:

$$L = (2 \cdot 10^{-7}) \left(\ln \frac{\sqrt[3]{2D}}{r'} \right) \quad (\text{D.24})$$

Pelo artigo 31º do decreto regulamentar n.º 1/92 presente no Diário da República Português [42], a distância entre condutores deve respeitar, para as linhas de 15 kV e 60 kV, respetivamente, as expressões (D.25) e (D.26).

- Distância entre condutores em metros (D_{15}) para 15 kV:

$$D_{15} \geq 0,75 \cdot k \cdot \sqrt{f + d} + \frac{U}{200} \quad (\text{D.25})$$

em que: f – flecha máxima dos condutores em metros; d – comprimento das cadeias de isoladores ($d = 0$ para isoladores rígidos ou cadeias de amarração); U – valor da tensão nominal da linha em kV;

k – coeficiente dependente da natureza dos condutores, cujo valor é 0,6 para condutores de alumínio-aço.

- Distância entre condutores em metros (D_{60}) para 60 kV:

$$D_{60} \geq k \cdot \sqrt{f + d} + \frac{U}{150} \quad (\text{D.26})$$

Em qualquer caso, a distância entre condutores nus não pode ser inferior a 0,45 m para a linha de 15 kV e 0,60 m para a linha de tensão de 60 kV. Na Tabela 8.2 encontram-se os valores considerados das distâncias entre condutores para as duas linhas e o respetivo valor da reatância longitudinal calculado.

Tabela 8.2 – Distância entre condutores a considerar para as linhas do modelo.

	Distância entre condutores [m]	Diâmetro condutor [mm]
Linha 60 kV	0,60	23,45
Linha 15 kV	0,45	12,00

Capacitância transversal

Além da resistência e reatância longitudinais, existe outro parâmetro cujo efeito pode ser apreciável para elevados comprimentos de linha e elevadas tensões de transmissão. A capacidade de uma linha de transmissão é o resultado das diferenças de potencial entre os próprios condutores e entre os condutores e a terra.

Considera-se a linha monofásica com dois condutores de comprimento infinito e raios r_1 e r_2 da Figura D.1, separados pela distância D . O potencial num ponto arbitrário P à distância d_1 e d_2 dos condutores 1 e 2, respetivamente, é dado por:

$$V_P = \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \cdot \ln \frac{d_1}{d_2} \quad (\text{D.27})$$

onde q [C/m] é a carga elétrica distribuída ao longo dos condutores.

O potencial V_1 no condutor 1 de raio r_1 é obtido fazendo $d_1 = r_1$ e $d_2 = D$, o que vem:

$$V_1 = \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \cdot \ln \frac{D}{r_1} \quad (\text{D.28})$$

Da mesma forma, o potencial V_2 no condutor 2 de raio r_2 é obtido fazendo $d_2 = r_2$ e $d_1 = D$, o que vem:

$$V_2 = \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \cdot \ln \frac{D}{r_2} \quad (\text{D.29})$$

Desta forma, a diferença de potencial entre os dois condutores será dada por:

$$V_{12} = V_1 - V_2 = \frac{q}{\pi\epsilon_0} \cdot \ln \frac{D}{\sqrt{r_1 r_2}} \quad (D.30)$$

A capacitância entre os dois condutores é definida pelo quociente entre a carga por unidade de comprimento e a diferença de potencial entre eles. Considerando que os condutores possuem raios iguais, ou seja, $r_1 = r_2 = r$, fica-se então com a expressão:

$$C_{12} = \frac{q}{V_{12}} = \frac{\pi\epsilon_0}{\ln \frac{D}{r}} \quad (D.31)$$

Da mesma forma, não é do âmbito deste trabalho deduzir uma expressão para o cálculo da capacitância ao neutro (terra) de uma linha trifásica de energia elétrica. No entanto, pode partir-se da sua expressão mais genérica para uma linha trifásica com espaçamento não simétrico entre condutores, observável na Figura D.2, tendo-se:

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}}}{r}} \quad (D.32)$$

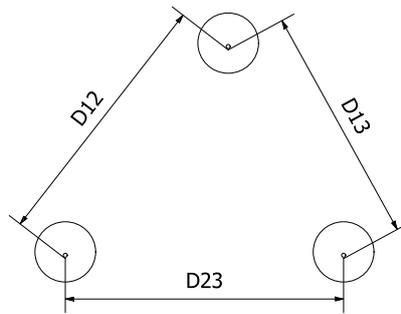


Figura D.2 – Linha trifásica com espaçamento não simétrico entre condutores.

Desta forma, dispondo em esteira esta mesma linha, como se pode observar na Figura D.3, deduz-se a expressão a utilizar para o cálculo da capacitância à terra das linhas C deste modelo, dada por:

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}}}{r}} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{\sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D}}{r}} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{\sqrt[3]{2D}}{r}} \quad (D.33)$$

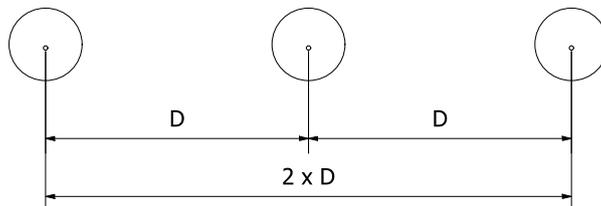


Figura D.3 – Disposição em esteira das linhas AT e MT consideradas para efeitos de simulação.

E. Placa de Caraterísticas de uma Reatância de Neutro *Efacec*

Reactância de Neutro

efacec CE
Transformadores PORTO - PORTUGAL

Tipo	EDPREAC15300E	Nº de série	K014593 . 01	Ano de fabricação	2019		
Refª	J90700031	Normas	IEC 60289	Especificação	EDP DMA-C52-300/N ABR 2005		
Potência estipulada	44 kVA	Nº de fases	3	Classe térmica	A	Montagem	EXTERIOR
Frequência estipulada	50 Hz	Grupo de ligação	ZN	Tipo de arrefecimento		ONAN	
P ₀	135 W	P _k @ 75°C	165 W	Aquecimento diel. sup./ enrol.		60/65 K	
Tensão nominal	U _n		15 kV				
Tensão estipulada	U _m		17,5 kV				
Corrente estipulada de curta duração do neutro	3 x I ₀	300 A (10 s)	3 ciclos				
Corrente estipulada permanente do neutro	5 A						
Impedância homopolar	Z ₀		100,1 Ω / fase				
		Material	Massa	Massa			
Enrolamentos	Cu		210 kg	Total	1110 kg		
Circuito Magnético	Chapa de cristais orientados		240 kg	Parte Activa	530 kg		
Dielétrico [CEI 60296]	Mineral Nynas Nytro Taurus		310 kg				
Nível de potência sonora L _{WA}	56 dB[A]		Níveis de isolamento	U _m 17,5 / LI 95 / AC 38 kV			



02013670612900000K014593.01

Figura E.1 – Placa de Caraterísticas de uma Reatância de Neutro da *Efacec*.

F. Programa *Simulink* utilizado no dSPACE MicroLabBox

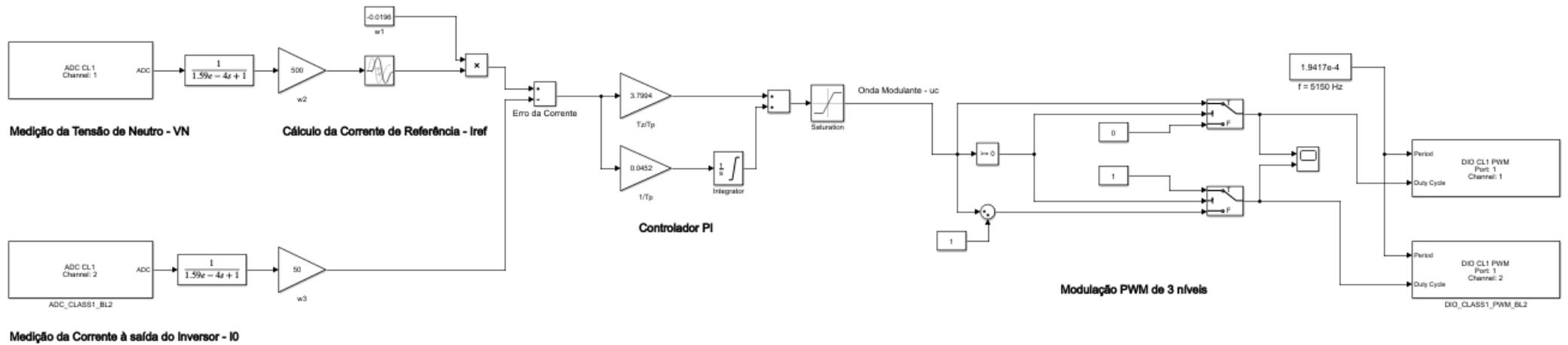


Figura F.1 – Programa *Simulink* utilizado experimentalmente com o dSPACE MicroLabBox.