FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO




# Estudo dos Regimes de Neutro Utilizados nas Subestações de Média Tensão e Dimensionamento de Impedâncias de Neutro

**Nuno Miguel Silva Ermida Martins de Freitas**

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Eng. José Rui da Rocha Pinto Ferreira

16 de setembro de 2021

© Nuno Freitas, 2021

# Resumo

O tema tratado nesta dissertação é o estudo dos diversos regimes de neutro utilizados na média tensão e o posterior dimensionamento da impedância de neutro num exemplo específico.

Os regimes de neutro são fundamentais no estudo do plano de proteções de uma rede elétrica tendo um papel basilar na redução das correntes de fuga à terra. São abordados os regimes de neutro utilizados a nível mundial, com foco essencial no regime de neutro impedante, predominantemente utilizado em Portugal. Também são abordadas as vantagens e desvantagens, que levam as empresas e operadores da rede à adoção do regime de neutro mais adequado em função das características da rede.

O dimensionamento da impedância de neutro foi realizado e suportado pelo procedimento de cálculo de curto-circuitos assimétricos que visa entender o papel e a importância da corrente homopolar no sistema elétrico. A interpretação da subestação MAT/MT de Sines e do parque eólico de Morgavél, da inteira responsabilidade da *CJR Renewables*, levou à elaboração de vários casos de estudo, mais concretamente de um defeito fase-terra e de um defeito fase-fase-terra que se mostraram ser relevantes para compreender o comportamento da corrente homopolar e consequentemente escolher um valor coerente para a impedância de neutro.

# Abstract

The topic discussed in this thesis is studying the different neutral regimes in medium voltage and the sizing of the neutral impedance in a specific case study.

Neutral regimes are fundamental in studying the protection plan of an electrical network having an essential role in reducing earth leakage currents. Neutral regimes used worldwide are addressed, with an essential focus on the impedance neutral regime, predominantly used in Portugal. The advantages and disadvantages that lead companies and network operators to adopt the most appropriate neutral regime according to the characteristics of the network are also addressed.

The neutral impedance sizing was performed and supported by the asymmetric short-circuits calculation procedure that aims to understand the role and importance of the homopolar current in the electrical system. The interpretation of the Sines HV/MV substation and the Morgavél wind farm, under the full responsibility of *CJR Renewables*, led to the preparation of several case studies, more specifically on a phase-earth fault and a phase-phase-earth fault that proved to be relevant to understand the behavior of the homopolar current and consequently in the choice of a coherent value for the neutral impedance.

# Agradecimentos

É com uma tremenda satisfação que vejo esta etapa da minha vida académica a ser terminada, com a conclusão do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores na tão prestigiada Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Foram longos anos, na verdade mais do que era suposto, de lutas resilientes e incansáveis em busca do tão desejado sonho de um dia me vir a tornar Engenheiro e ter um papel interventivo na Sociedade na procura pela sustentabilidade energética do nosso planeta. O caminho que cada um trilha e a forma como cada um enfrenta as suas dificuldades e obstáculos é muito diferente e explica-se pela sagaz diversidade humana. É certo que cometi alguns erros nesta caminhada e sucumbi perante distrações externas que me levaram a perder o foco no objetivo essencial à minha realização pessoal. Mas essas falhas, hoje encaro-as e revejo-as como um processo de aprendizagem que resultou na transformação da pessoa em que tornei. Citando Marco Aurélio (Meditações):

> "Sê como o rochedo contra o qual as ondas quebram e voltam a quebrar; que se mantém firme e as águas tumultuosas se rendem à sua volta. « Foi um infortúnio que isto me tivesse acontecido.» De modo nenhum; diz antes: « Felizmente que aconteceu e que eu permaneci inabalado por isto - resisti ao presente e não receio o futuro.» Poderia ter acontecido a qualquer pessoa. Mas nem qualquer pessoa ficaria incólume. Porquê atribuir uma coisa à má sorte, em vez de atribuir a outra à boa sorte? Poderás chamar um infortúnio a uma coisa sem estar a infringir a natureza humana? Acreditas que algo que não infringe a natureza vai contra a sua vontade? Já aprendeste a conhecer essa vontade. O que te aconteceu impede-te de agir com justiça, generosidade, moderação, sanidade, prudência, honestidade, humildade, frontalidade e todas as outras qualidades que permitem à natureza do homem concretizar-se? Lembra-te deste princípio quando alguma coisa ameaça causar-te dor: a coisa em si não é de maneira alguma um infortúnio; suportá-la e resistir-lhe é uma felicidade."

Este percurso académico também foi marcado pela oportunidade que a faculdade me proporcionou enquanto estudante, de abraçar funções na Associação de Estudantes da FEUP e a realização do programa Erasmus+, tendo sido peças fundamentais na aquisição de valores que contribuíram para o meu desenvolvimento interpessoal. Tive a oportunidade de interagir com novas pessoas de outras culturas de diversos pontos do globo que proporcionaram ótimos momentos e alargaram os meus horizontes de pensamento, dos quais ainda hoje cuido e prezo com carinho. Um agradecimento especial a todos os meus amigos de longa data e aos mais recentes, que se afirmam no meu quotidiano e que de

certa forma são responsáveis pelo meu equilíbrio emocional. Cito Aristóteles (Ética a Nicómaco) que traduz, para mim, a verdadeira definição de amizade:

> "Demais, os homens de bem desejam o bem às pessoas de quem gostam por causa delas próprias, não de acordo com um estado [emocional] passivo, mas de acordo com uma disposição ativa. Ao amarem o amigo, amam o seu próprio bem, porque quando uma pessoa de bem se faz amiga de outrem, torna-se um bem para o seu amigo. As pessoas de bem amam o seu próprio bem e, assim, restituem, em conformidade, em parte igual o bem que querem e o prazer que dão. É, por isso, que também se diz que a amizade é igualmente, sobretudo aquela que existe entre homens de bem."

Ao meu orientador, Engenheiro José Rui Ferreira, uma palavra muito especial de agradecimento pela disponibilidade com que sempre me tratou nas inúmeras reuniões à distância justificadas pela situação pandémica na qual ainda vivemos, pela sua orientação do trabalho e pelas devidas e acertadas chamadas de atenção, que muito beneficiaram o trabalho aqui apresentado.

Ao Engenheiro Bruno Gata, agradeço a oportunidade e a confiança depositada na minha pessoa para realizar esta dissertação na CJR Renewables. Aos Engenheiros Ricardo Rodrigues e Pedro Fernandes agradeço a hospitalidade e o cuidado que prestaram em receber-me nas instalações da empresa, por todas as orientações, esclarecimentos e informação disponibilizada que mostrou ser indispensável para o propósito do trabalho.

Por último e talvez o mais importante, quero agradecer a toda a minha família, mais concretamente aos meus pais e irmãos. Foram eles que sempre estiveram presentes em todos os momentos importantes do meu crescimento e que me deram forças e incentivo em tomar as minhas decisões e lutar pelos meus objetivos. Destaco o meu pai e a minha mãe, que priorizaram a minha formação e educação e sempre lutaram para me darem todas as melhores condições para poder ingressar no Ensino Superior e concretizar o seu desfecho. Infelizmente, hoje não posso partilhar esta minha alegria nem agradecer presencialmente ao meu querido pai que faleceu subitamente no decorrer deste meu trabalho, mas que acredito que esteja inteiramente orgulhoso por ver em prática todo o seu esforço e dedicação e ter mais um filho a conquistar esta importante vitória.

Nuno Freitas

*"You have power over your mind - not outside events.*
*Realize this, and you will find strength."*

Marcus Aurelius, Meditations

# Conteúdo


**1 Introdução** **1**
1.1 Contextualização e estrutura da dissertação . . . . . 1

**2 Regimes de Neutro** **5**
2.1 O neutro nos sistemas de distribuição . . . . . 5
2.2 Ligações do regime de neutro . . . . . 7
2.2.1 Neutro isolado . . . . . 8
2.2.2 Neutro ligado diretamente à terra . . . . . 12
2.2.3 Neutro ligado à terra por impedância . . . . . 14
2.2.3.1 Reatância de neutro . . . . . 15
2.2.3.2 Resistência de neutro . . . . . 18
2.2.3.3 Neutro ressonante ou bobine de Petersen . . . . . 21
2.3 Vantagens e desvantagens dos regimes de neutro . . . . . 23
2.4 Problemas e critérios de escolha . . . . . 24
2.5 Enquadramento normativo . . . . . 25

**3 Caso de Estudo** **27**
3.1 Descrição da rede elétrica . . . . . 27
3.1.1 Sistema por unidade . . . . . 30
3.1.2 Características dos aerogeradores . . . . . 31
3.1.3 Características dos transformadores . . . . . 32
3.1.4 Características dos cabos subterrâneos . . . . . 33
3.1.5 Características das linhas aéreas . . . . . 35
3.1.6 Equivalente da rede de 400 kV . . . . . 38
3.2 Análise de curto-circuitos assimétricos . . . . . 39
3.2.1 Representação das sequências direta, inversa e homopolar . . . . 41
3.2.2 Matriz de impedâncias nodais [Z] . . . . . 44
3.2.3 Componentes simétricas de intensidade de corrente ($\underline{I}_d, \underline{I}_i, \underline{I}_o$) . . . 46
3.2.4 Tensões pós-defeito das componentes simétricas nos barramentos 47
3.2.5 Correntes pós-defeito das componentes simétricas nas linhas . . . 49

**4 Dimensionamento de Impedâncias de Neutro** **51**
4.1 Curto-circuito fase-terra (F-T) . . . . . 52
4.2 Curto-circuito fase-fase-terra (F-F-T) . . . . . 56

**5 Conclusões e Trabalho Futuro** **61**
5.1 Conclusões . . . . . 61
5.2 Trabalho Futuro . . . . . 62

**Referências** **65**

# Lista de Figuras


2.1 Ponto de neutro de um sistema trifásico em estrela (Adaptação de [1]) . . 6
2.2 Esquema equivalente de uma rede com uma fuga à terra [2] . . . . . 8
2.3 Demonstração da corrente de defeito capacitiva numa rede isolada [2] . . 9
2.4 Deteção por proteção direcional de fuga à terra [2] . . . . . 11
2.5 Defeito à terra com neutro ligado diretamente à terra [2] . . . . . 12
2.6 Função de proteção à terra 51N [2] . . . . . 13
2.7 Reatância de neutro com o neutro acessível [2] . . . . . 16
2.8 Reatância de neutro sem o neutro acessível [2] . . . . . 17
2.9 Resistência de neutro com o neutro acessível [2] . . . . . 18
2.10 Transformador monofásico com carga resistiva [2] . . . . . 19
2.11 Ligação à terra com o neutro não acessível [2] . . . . . 20
2.12 Soluções de proteção à terra [2] . . . . . 20
2.13 Reatância de compensação à terra [2] . . . . . 21

3.1 Diagrama unifilar da subestação MAT/MT [3] . . . . . 28
3.2 Diagrama unifilar do parque eólico de Morgavél [4] . . . . . 29
3.3 Exemplificação de um triângulo equilátero com 3 condutores e respetivas imagens . . . . . 37
3.4 Diagramas fasoriais dos sistemas direto, inverso e homopolar de tensões [1] 42
3.5 Esquema equivalente do circuito homopolar para o transformador D/yo [1] 42
3.6 Esquema unifilar das sequências direta e inversa . . . . . 43
3.7 Esquema unifilar da sequência homopolar . . . . . 44
3.8 Gerador trifásico com f.e.m., matriz de impedâncias e tensões de saída [1] 44
3.9 Modelo em Pi de uma linha de distribuição [1] . . . . . 46

4.1 Identificação dos curto-circuitos no esquema unifilar da rede em estudo . 52

# Lista de Tabelas


2.1 Síntese das vantagens e desvantagens dos regimes de neutro . . . . . 23

3.1 Parâmetros a considerar dos aerogeradores . . . . . 32
3.2 Parâmetros a considerar do transformador 400kV/30kV . . . . . 32
3.3 Parâmetros a considerar dos transformadores 30kV/0,69kV . . . . . 33
3.4 Parâmetros a considerar nos cabos subterrâneos . . . . . 33
3.5 Parâmetros calculados nos cabos subterrâneos, em p.u. . . . . 34
3.6 Parâmetros calculados nas linhas aéreas, em p.u. . . . . 38

4.1 Correntes pós-defeito com c.c. no B2 e com $Z_o$=200 Ω . . . . . 53
4.2 Correntes pós-defeito com c.c. no B2 e com $Z_o$=150 Ω . . . . . 53
4.3 Correntes pós-defeito com c.c. no B2 e com $Z_o$=50 Ω . . . . . 53
4.4 Correntes pós-defeito com c.c. no B2 e com $Z_o$=∞ Ω . . . . . 54
4.5 Correntes pós-defeito com c.c. no B3 e com $Z_o$=200 Ω . . . . . 54
4.6 Correntes pós-defeito com c.c. no B3 e com $Z_o$=150 Ω . . . . . 54
4.7 Correntes pós-defeito com c.c. no B3 e com $Z_o$=50 Ω . . . . . 55
4.8 Correntes pós-defeito com c.c. no B3 e com $Z_o$=∞ Ω . . . . . 55
4.9 Correntes pós-defeito com c.c. no B2 e com $Z_o$=200 Ω . . . . . 56
4.10 Correntes pós-defeito com c.c. no B2 e com $Z_o$=150 Ω . . . . . 56
4.11 Correntes pós-defeito com c.c. no B2 e com $Z_o$=50 Ω . . . . . 57
4.12 Correntes pós-defeito com c.c. no B2 e com $Z_o$=∞ Ω . . . . . 57
4.13 Correntes pós-defeito com c.c. no B3 e com $Z_o$=200 Ω . . . . . 57
4.14 Correntes pós-defeito com c.c. no B3 e com $Z_o$=150 Ω . . . . . 58
4.15 Correntes pós-defeito com c.c. no B3 e com $Z_o$=50 Ω . . . . . 58
4.16 Correntes pós-defeito com c.c. no B3 e com $Z_o$=∞ Ω . . . . . 58

5.1 Impedância homopolar $Z_o$, em Ω . . . . . 62

# Abreviaturas e Símbolos

| | |
|---|---|
| AT | Alta Tensão |
| BT | Baixa Tensão |
| c.c. | Curto-circuito |
| CE | Comissão Europeia |
| DMA | *Direct Memory Access* |
| DMS | Sistema de Gestão de Distribuição |
| EN | Normas Europeias |
| F-F | Fase-fase |
| F-F-T | Fase-fase-terra |
| F-T | Fase-terra |
| IEC | *International Electrotechnical Commission* |
| IP | *International Protection* |
| MAT | Muito Alta Tensão |
| MGD | Média geométrica das distâncias entre fases |
| MGR | Média geométrica das distâncias entre condutores da mesma fase |
| MT | Média Tensão |
| NP | Normas Portuguesas |
| ODS | Objetivos de Desenvolvimento Sustentável |
| OLTC | *On-Load Tap-Changer* |
| ONU | Organização das Nações Unidas |
| ORD | Operadoras da Rede de Distribuição |
| ORT | Operadoras da Rede de Transporte |
| p.u. | Sistema por unidade |
| PVC | Policloreto de vinil |
| REN | Redes Energéticas Nacionais |
| RESP | Rede Elétrica de Serviço Público |
| SEE | Sistema de Energia Elétrica |
| SEN | Sistema Elétrico Nacional |
| S.I. | Sistema Internacional de Unidades |
| UE | União Europeia |
| XLPE | Polietileno reticulado |
| $^\circ$ | Grau |
| $\pi$ | Pi |
| $\Omega$ | Ohm |
| $\infty$ | Infinito |

# Capítulo 1

# Introdução

## 1.1 Contextualização e estrutura da dissertação

No contexto internacional, em 2015, a Organização das Nações Unidas (ONU) lançou a Agenda para o Desenvolvimento Sustentável de 2030, uma agenda alargada, multidisciplinar e ambiciosa que se materializa num detalhado plano de ação composto pelos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) [5]. Estes macro objetivos focam-se no desenvolvimento sustentável nas dimensões social, ambiental e económica e multiplicam em metas e objetivos mais concretos que visam cumprir as ambições preconizadas para um mundo mais equilibrado, desenvolvido e justo.

Dentro destes ODS, destacam-se com interesse para o trabalho a desenvolver as Energias Renováveis e Acessíveis, Cidades e Comunidades Sustentáveis e Produção e Consusmo Sustentáveis, que se traduzem especificamente numa unanimidade a nível mundial no combate à pobreza económica e na aposta de produção de energias limpas. A aposta no Sistema de Energia Elétrica (SEE) é fundamental, uma vez que corresponde a uma arma basilar e indispensável ao funcionamento de uma sociedade moderna, que depende da energia para satisfazer as necessidades básicas das pessoas no domínio económico-social.

Tendo em vista atingir dos objetivos preconizados, importa atuar localmente, seja em termos nacionais, seja em termos dos diversos projetos existentes em torno da temática. Neste âmbito e no quadro da energia em Portugal, as redes de distribuição de energia elétrica desempenham um papel fundamental. As redes de distribuição de energia elétrica são um elemento fundamental do sistema energético de um país, fazendo parte do Sistema Elétrico Nacional (SEN). Este é constituído pelas centrais de produção de energia elétrica, redes de transporte e distribuição que podem ser aéreas ou subterrâneas e ainda por instalações de transformação (subestações e postos de transformação) [6].

Em Portugal existem quatro classes de redes de energia elétrica, a Baixa Tensão (BT)

abaixo de 1000 V, a Média Tensão (MT) entre 1 e 45 kV, a Alta Tensão (AT) entre 45 e 110 kV e a Muito Alta Tensão (MAT) acima de 110 kV. Dentro de cada classe de rede de energia elétrica estão presentes vários níveis de tensão estabelecidos pela entidade encarregue de gerir a rede de distribuição de eletricidade em Portugal Continental, EDP Distribuição, que no presente ano passou a denominar-se por E-REDES. Estes níveis de tensão são definidos por linhas de BT de 230/400 V, linhas de MT de 6 kV, 10 kV, 15 kV, 30 kV, linhas de AT de 60 kV, 100 kV e linhas de MAT de 150 kV, 220 kV e 400 kV [7].

O rápido e progressivo desenvolvimento da tecnologia tem sido o principal motivador para as operadoras da rede de transporte (ORT) e as operadores da rede de distribuição (ORD) adotarem novas práticas e metodologias proporcionando a continuidade e qualidade da energia elétrica que chega aos consumidores. A integração da produção dispersa na zona de distribuição de energia elétrica é um caso que ilustra o desenvolvimento tecnológico e levou à mudança paradigmática da direcionalidade do fluxo e trânsito de potência de energia na rede [8]. A introdução de unidades de produção na BT, na ordem das dezenas de kW e na MT e AT na ordem das centenas de kW, permite uma versatilidade na rede elétrica pois a produção está mais próxima dos consumidores e é essencialmente de base renovável. Esta última vantagem vai ao encontro da Diretiva n.º 2012/27/UE [9] do Parlamento Europeu e do Conselho Europeu que, por sua vez, revoga a anterior Diretiva n.º 2006/32/CE em que os Estados Membros se comprometeram a reduzir as emissões de gases com efeitos de estufa em 20%, aumentar em 20% a produção de energia de base renovável e alcançar a meta de 20% estabelecida para a eficiência energética [10]. A tendência futura é a extinção da rede de transporte de energia resultando no aumento das proporções da rede de distribuição, apoiada em controlos descentralizados do Sistema de Gestão de Distribuição (DMS) e o desenvolvimento de *smart grids* com o objetivo de tornar a rede elétrica mais eficiente, confiável e sustentável [8].

Naturalmente que os problemas mais comuns na rede elétrica tais como sobretensões, sobreintensidades, perdas de Joule e a ocorrência de defeitos imprevistos vão continuar a ser uma preocupação a considerar no comportamento de uma rede elétrica. A introdução de baterias de condensadores e a colocação de tomadas de transformadores denominadas de *on-load tap-changers* (OLTC) são soluções que acabam por resolver alguns dos problemas mencionados [11]. Na ocorrência de curto-circuitos, os regimes de neutro têm o papel de reduzir as correntes de fuga à terra proporcionando segurança aos técnicos e o estado de vida útil dos equipamentos. Desta forma, é extremamente importante fazer uma abordagem dos diversos regimes de neutro utilizados nas subestações e que correspondem a uma peça essencial no plano de proteções de um determinado sistema elétrico trifásico.

A presente dissertação faz no capítulo 2 uma abordagem e contextualização dos diversos regimes de neutro utilizados a nível mundial, apoiados com figuras que ajudam à

sua interpretação e respetiva descrição das vantagens e desvantagens da sua adoção numa subestação AT/MT ou MAT/MT. No capítulo 3 é feita uma descrição da rede em estudo, abordando as características dos parâmetros mais relevantes que constitui a mesma e explicado minuciosamente o método de análise de curto-circuitos assimétricos que suporta o estudo da corrente homopolar. No capítulo 4 são demonstrados os resultados obtidos através do método de cálculo mencionado que permite concluir o comportamento das correntes homopolares em várias linhas da rede levando ao posterior dimensionamento da impedância de neutro. No capítulo 5 são descritas as conclusões do trabalho desenvolvido com sugestões de potenciais trabalhos a realizar no futuro.

Esta dissertação foi realizada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, em ambiente empresarial com a empresa *CJR Renewables SGPS, S.A*.

# Capítulo 2

# Regimes de Neutro

Este capítulo descreve a pesquisa efetuada relativamente à existência de diversos regimes de neutro que são utilizados nas subestações AT/MT. Numa perspetiva de satisfazer as necessidades do cliente, faz-se uma breve referência aos problemas inevitáveis que advêm da escolha dos diversos regimes, tendo em vista respeitar todas as normas estabelecidas pelas entidades fiscalizadoras do SEE e proporcionar um eficiente comportamento da rede elétrica. Esta contextualização é necessária tendo em vista enquadrar todo o trabalho relevante no estudo da corrente homopolar, levando ao rigoroso dimensionamento da reatância de neutro, apresentado em maior detalhe no Capítulo 3. Na secção 2.1 é abordado o conceito de neutro num sistema trifásico e descritos os diversos regimes de neutro, assim como é feita uma breve explicação do plano de proteções de um sistema de proteção e alguns parâmetros a considerar no proficiente comportamento da rede. Na secção 2.2 são descritos os regimes de neutro existentes, utilizados a nível mundial, sustentados com configurações elétricas para melhor interpretação. Versa a secção 2.3 sobre as vantagens e desvantagens que advêm da adoção de cada regime, procurando evidenciar as principais diferenças entre os mesmos. Na secção 2.4 apresentam-se os principais problemas e critérios de escolha de um determinado regime, destacando o regime de neutro que será escolhido para o posterior dimensionamento da reatância de neutro, descrito em pormenor no Capítulo 3. Por último, em 2.5, elencam-se um conjunto de normas padrão a considerar, estabelecidas pela *International Electrotechnical Commission* (IEC), que devem ser respeitadas.

## 2.1 O neutro nos sistemas de distribuição

O neutro é um condutor que pode integrar um sistema trifásico. Por definição, quando o sistema é perfeitamente simétrico e equilibrado, o neutro tem valor nulo em tensão e

corrente elétrica, embora na prática se comporte como condutor ativo assumindo valores de tensão e corrente não nulos [12].

Em qualquer sistema trifásico de média ou baixa tensão existem três tensões que se podem medir entre cada fase e um ponto comum, conhecido como "Ponto de Neutro". Na verdade, o neutro é o ponto comum de três enrolamentos ligados em estrela [13], como pode ser melhor compreendido na representação da Figura 2.1. Designam-se por tensões simples as definidas entre fase e neutro e por tensões compostas as definidas entre duas quaisquer fases. As tensões compostas são constituídas pelo seu módulo (ou valor eficaz), maior que as tensões simples, e pelo seu ângulo de fase, desfasadas entre si de $2\pi/3$ radianos ou seja $120^\circ$ [1].

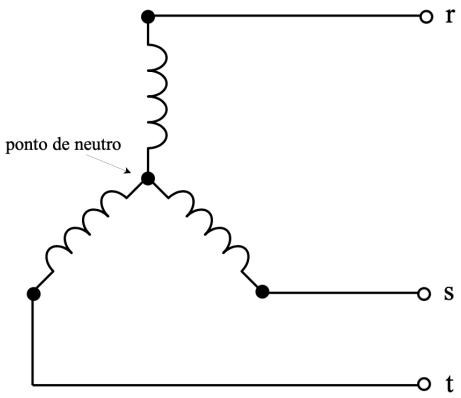



Figura 2.1: Ponto de neutro de um sistema trifásico em estrela (Adaptação de [1])

Salienta-se a possibilidade do neutro poder apresentar-se como acessível ou não acessível, e poder ser distribuído ou não distribuído. Tais características serão abordadas nos subcapítulos seguintes. Na execução de instalações elétricas existe a possibilidade deste condutor estar ou não ligado à terra, sendo esta a principal razão da necessidade do estudo dos regimes de neutro [13].

Quando ocorre uma determinada falha no isolamento do equipamento ou uma fase entra em contacto acidentalmente com a terra, isto é, um curto-circuito, poderá resultar em situações problemáticas para a rede elétrica tais como valores de corrente de defeito elevadas, tensões de contacto ou sobretensões [14]. Existem vários regimes de neutro que podem ser adotados tendo em vista a redução de corrente de fuga à terra. Não havendo um único regime que consiga satisfazer todos os inconvenientes mencionados, importa apresentar as vantagens e desvantagens de cada regime pelo que serão detalhadamente analisados nos capítulos seguintes.

Os regimes de neutro, isto é, os modos de ligação à terra, mais concretamente na rede MT, são intervenientes no estudo do plano de proteções de uma rede elétrica. O plano de proteções tem como principal objetivo definir os dispositivos de proteção contra as principais perturbações na rede, sendo estas, os curto-circuitos, as sobrecargas e as falhas de máquinas rotativas. De forma simplificada, o sistema de proteção é composto pelos seguintes elementos [2]:

- Sensores de medição (de corrente e tensão) que fornecem as informações de medição necessárias à deteção das falhas;
- Relés de proteção encarregados da monitorização permanente do estado elétrico da rede até à definição dos comandos de eliminação de elementos defeituosos e o seu comando pelo circuito de disparo;
- Dispositivos de interrupção (disjuntores, interruptores e contactores) que são responsáveis pela eliminação da falha.

Assim, para estabelecer um plano de proteção coerente e eficaz, deverão ser considerados parâmetros como a arquitetura da rede, a tensão de funcionamento, as características das correntes de curto-circuito, os regimes de neutro, a necessidade de assegurar a continuidade de serviço e a correta triagem dos dispositivos de proteção. O dimensionamento incorreto dos mesmos resulta numa difícil componente de manutenção que não é economicamente viável. Desta forma, recai uma grande responsabilidade aos projetistas que têm um papel fundamental na combinação destes parâmetros com vista a solucionar as perturbações na rede, proporcionando a continuidade, fiabilidade, disponibilidade e qualidade da energia elétrica [14].

## 2.2 Ligações do regime de neutro

O condutor neutro pode ser ligado à terra através de cinco formas diferentes, de acordo com o tipo (capacitivo, resistivo ou indutivo) da impedância $Z_N$ a utilizar e do valor que esta pode assumir (zero até infinito) na ligação entre o neutro e a terra [2]. Estas diferentes formas apresentam-se de seguida:

- $Z_N$ é infinito, corresponde ao neutro isolado em que não é realizada nenhuma ligação à terra;
- $Z_N$ é 0, corresponde ao neutro ligado diretamente à terra;
- $Z_N$ é uma reatância, geralmente com um valor reduzido;

- $Z_N$ é uma resistência que pode assumir um valor mais ou menos elevado;
- $Z_N$ é uma reatância de compensação, destinada a compensar a capacidade da rede.

Na Figura 2.2 pretende-se ilustrar um circuito trifásico equivalente na ocorrência de um determinado defeito em uma das fases.

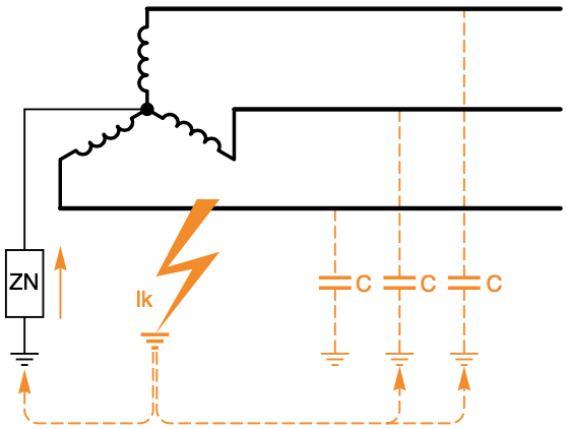



Figura 2.2: Esquema equivalente de uma rede com uma fuga à terra [2]

Apresentam-se em seguida cinco regimes de neutro estudados com maior pormenor, abordando cada um deles separadamente.

### 2.2.1 Neutro isolado

Este tipo de configuração caracteriza-se pelo facto de não existir nenhuma ligação física entre o ponto de neutro do transformador MT e a terra, à exceção de dispositivos de medição ou proteção que possam a vir a ser utilizados no sistema [2].

A tensão média da rede em relação à terra é fixada por uma impedância entre os condutores de fase e a terra. Esta impedância corresponde predominantemente à capacidade das linhas e dos cabos da rede, mas também pode resultar das impedâncias de fuga dos componentes que constituem a rede elétrica (descarregadores de sobretensões, sensores de medição, entre outros), ou ainda, de determinados defeitos que possam vir a surgir. A tensão residual, que corresponde ao somatório vetorial da tensão composta das três fases de um determinado sistema trifásico, nunca é zero. A monitorização desta tensão é um bom indicador da qualidade de isolamento da rede pois, na ocorrência de qualquer defeito entre uma fase e a terra, provoca um desequilíbrio na impedância e leva consequentemente a um aumento da tensão residual. Contudo, esta situação, que é comum em toda a rede, não permite localizar com exatidão o local da ocorrência do defeito [14].

Na adoção deste regime, um defeito de uma fase à terra provoca apenas uma baixa corrente através das capacidades fase-terra das fases sem defeito, como é possível visualizar na Figura 2.3.

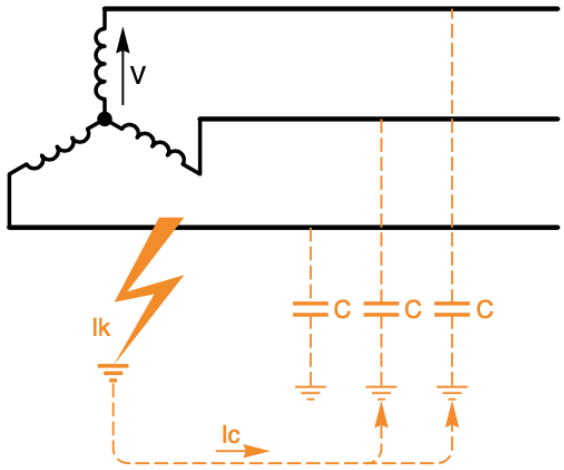



Figura 2.3: Demonstração da corrente de defeito capacitiva numa rede isolada [2]

O valor da corrente de defeito à terra, $I_k$, é obtido resolvendo a seguinte fórmula, $I_k = 3 * C * w * V$, em que:

$V$ - representa a tensão fase-neutro;

$w$ - frequência angular da rede, correspondendo a $w = 2\pi f$;

$C$ - corresponde à capacidade de uma fase em relação à terra.

Esta corrente de defeito pode permanecer ativa por um longo período de tempo sem causar adversidades no sistema, uma vez que a sua amplitude é reduzida não sendo suficiente para provocar o disparo automático das proteções. Assim, não é necessário haver uma intervenção com o intuito de eliminar o primeiro defeito, conferindo a principal vantagem deste tipo de regime de neutro assegurar a continuidade de serviço. No entanto, esta situação evidencia os seguintes inconvenientes [2]:

- O isolamento deve ser monitorizado permanentemente e, na presença de um defeito ainda não eliminado, deve ser obrigatoriamente indicada por um dispositivo de monitorização do isolamento ou então por uma proteção de sobretensão residual (relé 59N);

- A deteção de defeitos no sistema exige a utilização de equipamento automático complexo para permitir uma identificação rápida da fase defeituosa e de técnicos qualificados capazes de resolver o problema de forma eficaz;

- No caso do primeiro defeito não ter sido eliminado, se ocorrer um segundo defeito numa outra fase sã, haverá um curto-circuito bifásico à terra que terá de ser eliminado pelos dispositivos de proteção.

As principais desvantagens do regime de neutro isolado são as seguintes [2]:

- Mostra-se incapaz de eliminar sobretensões transitórias através da terra, no caso de estas serem elevadas;

- A monitorização do isolamento é obrigatória, com a sinalização do primeiro defeito;

- É solicitada uma equipa de manutenção com equipamento adequado para deteção rápida e eficaz do primeiro defeito de isolamento;

- A colocação de proteções seletivas, em operação, no primeiro defeito é delicada;

- Existência de riscos de sobretensões criadas por ferro-ressonância.

No caso da ligação à terra de uma fase, as outras fases atingem uma tensão, na frequência industrial, de $3 * V$, em relação à terra, aumentando a probabilidade da ocorrência de um segundo defeito. Nesta situação, o custo de isolamento é mais elevado, uma vez que a tensão fase-fase permanece aplicada entre fase e terra durante um longo período de tempo, visto que não existe disparo automático [2].

A deteção de um determinado defeito é realizada através de uma proteção direcional de fuga à terra, relé 67N, devidamente demonstrada na Figura 2.4. O modo de funcionamento desta proteção consiste na comparação do ângulo de desfasamento entre a tensão e a corrente residual, da fase em defeito com as restantes fases sãs.

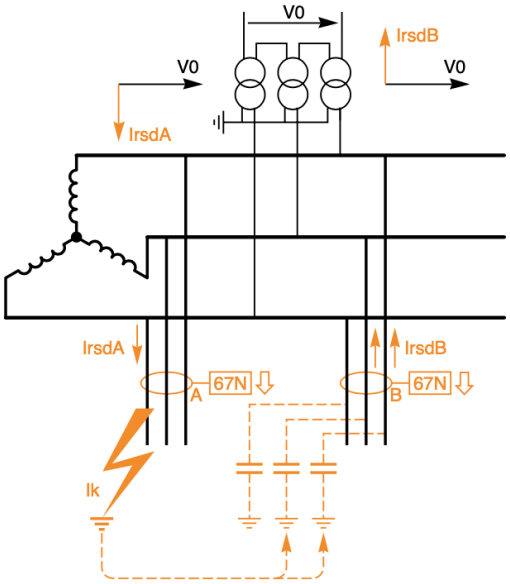



Figura 2.4: Deteção por proteção direcional de fuga à terra [2]

A medição da corrente é efetuada por um núcleo toroidal sendo que a atuação das proteções é regulada evitando disparos intempestivos e com um valor inferior à soma das correntes capacitivas de todos os outros circuitos. Esta situação provoca dificuldades de deteção de defeitos em redes de pequena dimensão, isto é, com apenas algumas centenas de metros de cabo [2].

Na ocorrência de um determinado defeito, a tensão entre fase e terra é zero para a fase em questão e nas restantes fases sãs, a tensão é igual à tensão composta. As correntes presentes nas capacidades fase-terra das três fases condutoras deixam de formar um circuito trifásico equilibrado, uma vez que circula uma corrente residual diferente de zero por toda a rede. Assim, a utilização de um dispositivo de proteção contra sobreintensidades não corresponde a uma solução eficaz para a deteção dos condutores em defeito.

As redes que contêm o neutro isolado podem ser utilizadas com defeito, podendo este ser detetado, mas não eliminado. Este modo de operação é usado para melhorar a continuidade de serviço sendo impossível localizar o defeito enquanto os clientes estão a ser alimentados. O risco associado à sustentação de um defeito à terra leva ao seguimento de uma outra ocorrência, mais concretamente de um segundo defeito numa outra fase sã, originando um curto-circuito em que as fases não defeituosas estão submetidas a tensões compostas [14].

O neutro isolado é uma solução frequentemente utilizada nos sistemas públicos de distribuição do Japão, Espanha e Itália, em ambientes industriais (menores que 15 kV)

que priorizem a necessidade de continuidade de serviço, sendo que a referência à terra é efetuada pela capacidade da linha [2].

### 2.2.2 Neutro ligado diretamente à terra

Trata-se de uma ligação elétrica entre a terra e o ponto neutro com impedância nula, percetível no circuito da Figura 2.5.

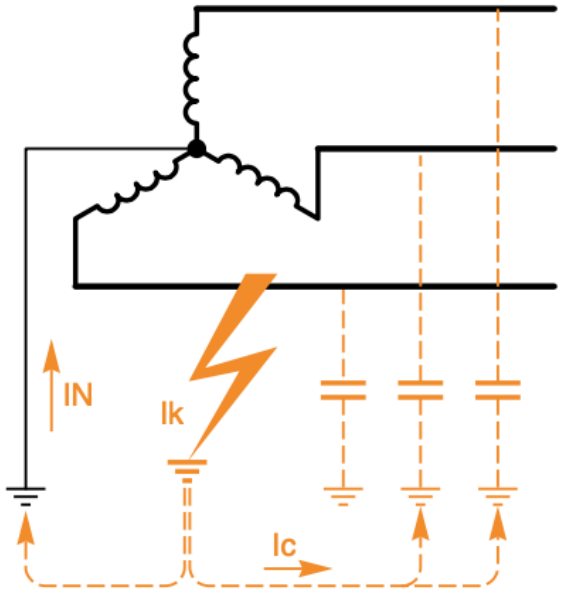



Figura 2.5: Defeito à terra com neutro ligado diretamente à terra [2]

Desde que o regime de neutro não tenha nenhuma impedância limitadora, a corrente de defeito fase-terra é praticamente um curto-circuito fase-neutro de valor relativamente elevado, e o disparo das proteções é realizado ao primeiro defeito de isolamento [2].

O neutro ligado diretamente à terra pode ser interpretado como um caso especial de neutro impedante, uma vez que consiste numa ligação à terra através de um condutor de impedância praticamente nula. Com esta impedância exclusiva da rede (constituída pela fonte e linha), o defeito e o retorno através da terra, fixam a intensidade da corrente de defeito. Desta forma, as intensidades, geralmente elevadas, da corrente de defeito podem apresentar variações significativas dependendo do local e do tipo de defeito, e como consequência, leva a uma difícil reconfiguração da rede [14].

Este regime de neutro pode ser implementado de dois modos diferentes: com o sistema de limitação do potencial à terra no caso do neutro ser distribuído, situação esta apenas

aplicável para a baixa tensão (BT); ou sem sistema de limitação do potencial à terra, no caso de o neutro não ser distribuído [13].

As principais vantagens da utilização deste regime serão especificadas de seguida [2]:

- Esquema ideal para a eliminação das sobretensões;
- Utilização de materiais com nível de isolamento dimensionado para a tensão entre fase-neutro (tensões simples);
- Não há necessidade da utilização de proteções específicas: as proteções comuns de sobreintensidades de fases podem ser solicitadas para eliminar os defeitos fase-terra espontâneos.

Quanto às suas desvantagens, podem ser enumeradas as seguintes [2]:

- Este esquema apresenta todos os inconvenientes e riscos associados a elevadas correntes de fuga à terra, mais precisamente, avarias e distúrbios no sistema;
- A continuidade de serviço não é assegurada em caso de defeito;
- O perigo para o pessoal técnico, durante o defeito, é bastante elevado, uma vez que as tensões de contacto que se desenvolvem são elevadas.

Relativamente à função de proteção, a deteção de defeitos impedantes é realizada pela proteção de fuga à terra temporizada, 51N, medindo a corrente residual e uma posterior regulação na ordem da corrente nominal [2]. É demonstrada, na Figura 2.6, a introdução da função de proteção mencionada num circuito trifásico.

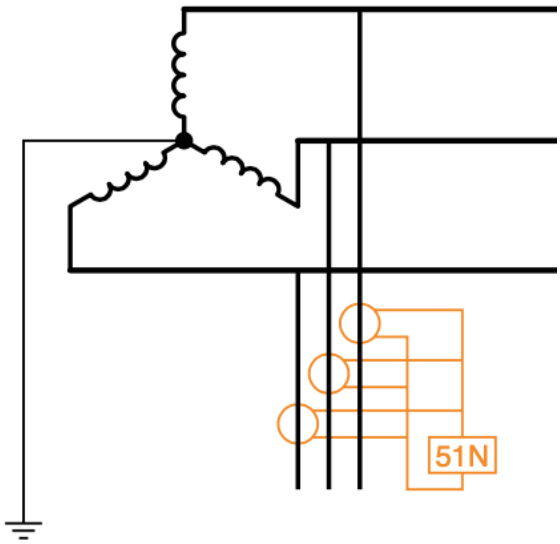



Figura 2.6: Função de proteção à terra 51N [2]

A utilização de detetores com limites o mais baixo possível, concebidos para diagnosticar defeitos à terra, também torna possível a deteção de defeitos resistivos. A função do detetor é indicar qual a fase em que se encontra o detetor de sobreintensidade ou, possivelmente, o detetor de sobreintensidade residual. A adoção do regime de neutro diretamente ligado à terra, no caso de ocorrência de defeitos de elevada intensidade, pode resultar em situações indesejáveis para o equipamento e para o pessoal técnico. Desta forma, é esperada uma escolha de curtos intervalos de tempo na intervenção das proteções [14].

Este regime de neutro não é o mais utilizado nas redes MT europeias aéreas ou subterrâneas. No entanto, destaca-se pela sua grande utilização nas redes aéreas de distribuição elétrica na América do Norte. A seguintes vantagens justificam a sua escolha [2]:

- Existência de um condutor neutro distribuído;
- Distribuição de 3 fases, ou 2 fases e neutro ou fase neutro;
- Utilização do condutor neutro como condutor de proteção com uma ligação à terra sistemática em cada apoio;
- Este esquema pode ser utilizado quando a potência de curto-circuito da fonte for baixa.

### 2.2.3 Neutro ligado à terra por impedância

Para este tipo de rede é inserida uma impedância limitadora geralmente resistiva na ligação de neutro à terra. Pode também incluir uma parte indutiva a fim de compensar parcialmente a contribuição capacitiva da rede elétrica.

O valor da impedância é sempre elevado em comparação com a impedância da linha e, portanto, a corrente de defeito do regime ligado diretamente à terra varia consoante a localização do defeito, sendo que esta corrente pode assumir valores entre os 100 A e 2000 A. O elevado valor da corrente de defeito bem como a preponderância dos componentes que circulam na impedância de neutro tornam mais fácil a deteção de defeitos à terra [14], apresentando-se os seguintes benefícios:

- A introdução de um dispositivo de proteção do tipo "sobreintensidades residuais"apresenta ser uma boa prática nestas redes a fim de regular valores limites suficientemente elevados para não serem afetados por fenómenos transitórios ou capacitivos;
- A seletividade nas fases condutoras é explícita devido ao valor significativo da corrente de defeito. A seletividade entre dispositivos de proteção apresentados em

cascata é obtida com base no tempo de operação. No entanto, a possível existência de defeitos impedantes à terra que não são desprezáveis quando comparados com o neutro impedante torna desejável a procura de outras configurações contra disparos intempestivos. Para defeitos com valores de impedância elevados, os dispositivos de proteção de corrente residual e dispositivos adicionais (sistemas de deteção automática com controlo sobre várias linhas) são introduzidos nas subestações.

Em variadas situações, quando a carga que se encontra a jusante do dispositivo de proteção apresenta um valor relativamente baixo, a proteção contra defeitos diretamente ligados à terra pode ser proporcionada por deteção de sobreintensidade em cada fase. Esta é a razão pela qual os operadores de rede de distribuição preferem a não colocação de proteções de corrente residual neste tipo de circuitos.

A localização de defeitos nestas redes é facilitada pelo facto de poderem ser usados detetores de defeitos com preços acessíveis capazes de realizarem as suas funções. A sua limitação de sensibilidade pode significar que certos defeitos com uma impedância elevada, embora diagnosticados pelos dispositivos de proteção da subestação de origem, não sejam atuados devido aos baixos valores de correntes registados. Desta forma é possível escolher parametrizações com valores mais baixos com o inconveniente de causar sinalizações desnecessárias uma vez que as operações não intencionais de um detetor de defeitos geralmente não têm consequências significativas [14].

O regime de neutro ligado à terra através de uma impedância pode usar os limitadores de corrente apresentados de seguida, sendo abordados e analisados com maior detalhe nos subcapítulos seguintes:

- Reatância de neutro;
- Resistência de neutro;
- Neutro ressonante ou Bobine de Petersen.

#### 2.2.3.1 Reatância de neutro

Uma reatância é ligada entre o ponto neutro e a terra. Para sistemas com tensões superiores a 40 kV é preferível a utilização de uma reatância a uma resistência devido à quantidade de calor que se liberta em caso de defeito à terra. Na Figura 2.7, é apresentado o esquema da situação em causa, no caso de defeito numa das fases [2].

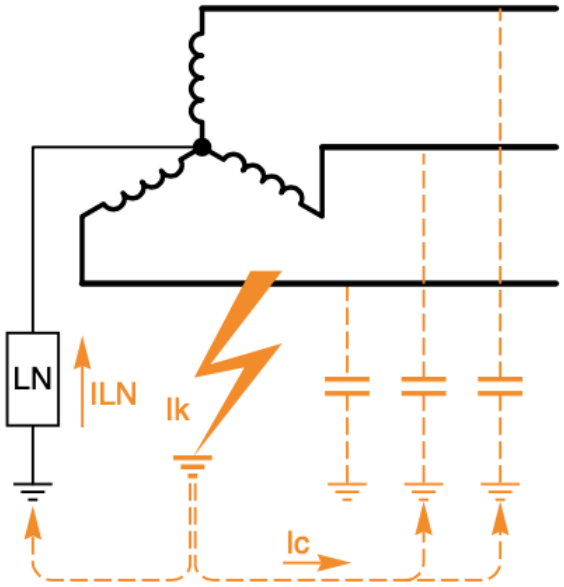



Figura 2.7: Reatância de neutro com o neutro acessível [2]

Nesta configuração, uma impedância puramente indutiva é responsável por limitar a corrente de fuga à terra, $I_k$, favorecendo a eliminação das sobretensões. Consequentemente, as proteções devem intervir automaticamente para a eliminação do primeiro defeito. De forma a reduzir as sobretensões de operação e permitir uma deteção eficaz do defeito é necessário que a corrente que circula na reatância, $I_{LN}$, seja maior que a corrente capacitiva total da rede, $I_C$. Nas redes de distribuição são, normalmente, utilizados valores elevados, na ordem dos 300 A para redes aéreas e 1000 A para redes subterrâneas, permitindo uma fácil deteção e a correspondente eliminação de sobretensões [2].

O conjunto das vantagens da utilização deste regime de neutro são [2]:

- Sistema permite limitar a amplitude das correntes de defeito;
- Proteções seletivas de simples execução no caso da corrente de limitação ser superior à corrente capacitiva da rede;
- A bobine é de baixa resistência e não dissipa uma grande quantidade de energia térmica, reduzindo significativamente o seu tamanho;
- Em sistemas AT, o custo desta solução é mais benéfica do que a utilização de uma resistência à terra.

Quanto às suas desvantagens, podem ser listadas as seguintes [2]:

- A continuidade de serviço é degradada assim que ocorre a falha na fase defeituosa, sendo que o defeito deverá ser eliminado o mais rápido possível;
- Quando os defeitos são eliminados, poderão verificar-se sobretensões elevadas devido à ressonância presente entre as capacidades e a reatância da rede de distribuição.

Se o neutro estiver acessível, isto é, os enrolamentos do transformador são em estrela, a reatância poderá ser colocada entre o neutro e a terra. Quando o neutro não estiver acessível, isto é, os enrolamentos do transformador são em triângulo, ou quando o estudo do plano de proteções demonstra ser apropriado, deve ser criado um ponto artificial através de uma bobina de ponto neutro conectada ao barramento que consiste numa ligação Zig-Zag da reatância com o neutro acessível [2]. Na Figura 2.8 é apresentada a configuração do transformador Zig-Zag, referida anteriormente.

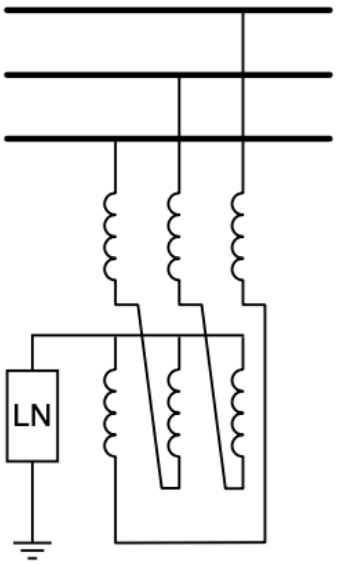



Figura 2.8: Reatância de neutro sem o neutro acessível [2]

A impedância entre as duas partes do enrolamento é essencialmente indutiva e de baixo valor, limitando valores da corrente de defeito superiores a 100 A. De forma a reduzir a amplitude da corrente de defeito nos sistemas AT, é usual a introdução de uma resistência entre a reatância e a terra. As proteções são configuradas num intervalo de 10 a 20 % da corrente máxima de defeito. A respetiva função de proteção é menos restritiva do que no caso de ligação do neutro usando uma resistência, considerando que $I_{LN}$ é mais elevado, uma vez que $I_C$ é inferior à corrente limitada [2].

#### 2.2.3.2 Resistência de neutro

Nesta solução é colocada uma resistência entre o ponto neutro e a terra, como é possível visualizar na Figura 2.9. Desta forma, a impedância resistiva limita a corrente de defeito à terra, $I_k$, e permite uma situação satisfatória na eliminação de sobretensões [2].

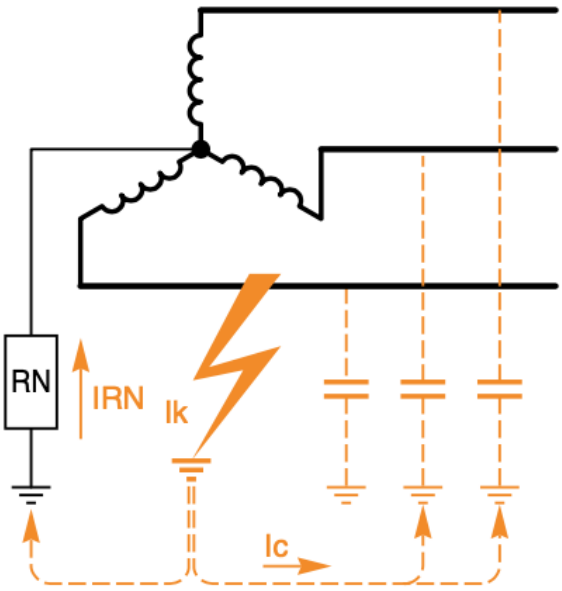



Figura 2.9: Resistência de neutro com o neutro acessível [2]

As proteções devem intervir automaticamente para eliminar o primeiro defeito. Em sistemas que alimentam máquinas rotativas, o valor da resistência é dimensionado de modo a obter uma corrente de defeito, $I_k$, entre os 15 A e 50 A. No entanto, é necessário que esta baixa corrente que circula na resistência $I_{RN}$ seja duas vezes superior à corrente capacitiva total da rede, com o objetivo de reduzir as sobretensões de operação e permitir uma deteção simples das mesmas. Em sistemas de distribuição de energia, a gama de correntes de defeito é maior assumindo valores entre os 100 A e 300 A, permitindo às funções de proteção a deteção e consequente eliminação das sobretensões causadas por descargas atmosféricas [2].

As principais vantagens da utilização deste regime de neutro são elencadas de seguida [2]:

- Este esquema apresenta um bom compromisso entre uma baixa corrente de defeito e a eliminação das sobretensões;
- Não exige equipamento com isolamento fase-terra dimensionado para tensões compostas, isto é, fase-fase;

- Os sistemas de proteções são simples, seletivos e a corrente é limitada.

Relativamente às desvantagens, podem ser apresentadas as seguintes:

- A continuidade de serviço é afetada e os defeitos à terra têm de ser eliminados o mais rápido possível, isto é, o disparo tem de ser acontecer ao primeiro defeito;
- O custo da resistência de ligação à terra aumenta com a tensão e a corrente limitada.

No que diz respeito à ligação do ponto neutro à terra, se o neutro estiver acessível, isto é, os enrolamentos do transformador são em estrela com o neutro acessível, a resistência pode ser ligada entre o neutro e a terra, como demonstrado anteriormente na Figura 2.8, ou através de um transformador monofásico com uma carga resistiva equivalente no enrolamento secundário como é possível ver na Figura 2.10, apresentada seguidamente [2].

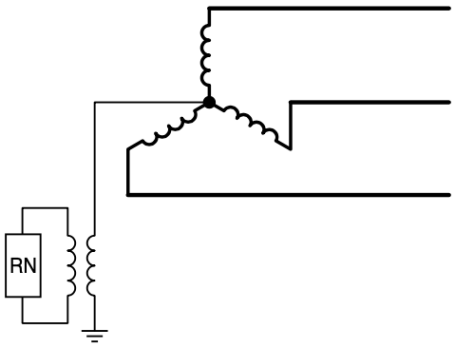



Figura 2.10: Transformador monofásico com carga resistiva [2]

Quando o neutro não estiver acessível, ou seja, os enrolamentos do transformador são em triângulo, ou quando o estudo do plano de proteções demonstra ser apropriado, deve ser criado um ponto artificial através de uma bobina de ponto neutro conectada ao barramento, denominada como ligação Zig-Zag, consistindo num transformador especial com um valor de reatância homopolar muito reduzido [2]. Desta forma, podem adotar-se dois tipos de ligações, apresentadas em seguida, apoiadas com os respetivos esquemas na Figura 2.11.

- Transformador em estrela-triângulo com neutro primário diretamente aterrado e triângulo fechado em resistência de limitação, usualmente utilizada na rede BT devido ao seu baixo custo (figura da esquerda)

- Transformador em estrela-triângulo com resistência de limitação (usualmente utilizada na AT) entre o ponto neutro do primário e a terra, e triângulo fechado em si mesmo. Trata-se da configuração menos utilizada (figura da direita)

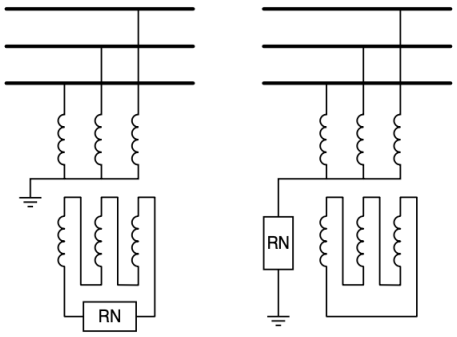



Figura 2.11: Ligação à terra com o neutro não acessível [2]

Para a deteção da corrente de defeito, $I_k$, que tem um valor reduzido, podem ser utilizadas as seguintes formas de proteção [2], sustentadas na Figura 2.12:

- Diretamente na ligação do neutro à terra, utilizando um relé 51G, responsável pela medição da corrente residual através de um sensor específico;
- Nas três fases, individualmente, relé 51N, ou em conjunto, relé 51G, este último preferencialmente utilizado pela sua ligação toroidal.

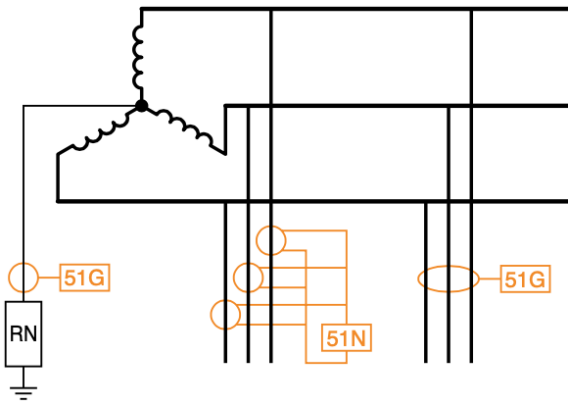



Figura 2.12: Soluções de proteção à terra [2]

Salienta-se, ainda, o intervalo das proteções que por sua vez é definido de acordo com a corrente, $I_k$, esta calculada sem ter em consideração as impedâncias da fonte de ligação e a ligação da impedância, $R_N$, seguindo as seguintes regras [2]:

- Regulação maior que 1,3 vezes a corrente capacitiva a jusante do sistema de proteção;
- Gama entre 10 e 20 % do valor máximo de corrente de defeito à terra.

#### 2.2.3.3 Neutro ressonante ou bobine de Petersen

A rede é denominada *"Tuned"* quando o ponto de neutro é ligado à terra através de uma bobine de elevada qualidade cujo valor da indutância é ajustado para manter a "sintonização", isto é, condição de ressonância [14], como se pode ver na Figura 2.13. Desta forma, na ocorrência de um defeito à terra, a corrente é operada a um valor próximo de zero [2].

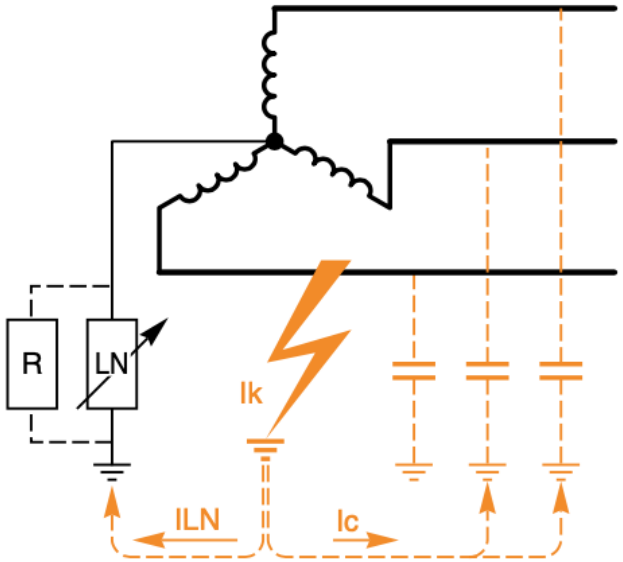



Figura 2.13: Reatância de compensação à terra [2]

Na ocorrência de um defeito verifica-se a condição, $I_{LN} \approx -I_C \Rightarrow I_k \approx 0$.

Quando as fases estão ligadas à terra, esta sintonização resulta num valor baixo de corrente de defeito, isto é, $I_k = I_C - I_{LN}$. Esta corrente aparece apenas devido à imperfeição na sintonização, tratando-se de um desequilíbrio capacitivo entre as fases e as perdas resistivas da bobine [14].

O valor da amplitude da corrente para este tipo de defeitos é reduzido, na ordem dos 2 A até aos 20 A. A condição de ressonância caracteriza-se através da seguinte condição, $L*C*w^2 = 1$, em que:

$L$ - indutância;

$C$ - capacidades, referente à soma das três fases;

$w$ - frequência angular da rede, correspondendo a $w = 2\pi f$.

Quando a reatância de terra e a capacidade da rede estiverem sintonizadas, ou seja, a condição $L * C * w^2 = 1$ seja verificada, retiram-se as seguintes conclusões [2]:

- A corrente de defeito é mínima;
- A corrente é resistiva;
- O defeito é auto-extingível.

A deteção do defeito baseia-se na componente ativa da corrente residual. Assim, o defeito provoca a circulação de correntes residuais ao longo da rede. No entanto, apenas o circuito em falha é percorrido por uma corrente residual. Ainda assim, os dispositivos de proteção devem conseguir ser capazes de considerar os defeitos auto-extinguíveis, ou seja, os defeitos recorrentes [2].

As principais vantagens a salientar da utilização deste regime de neutro são [2]:

- Diminuição das correntes de defeito, e mesmo que a capacidade entre fase e terra seja elevada existe a eliminação espontânea de defeitos não permanentes;
- As tensões de contacto são limitadas no local do defeito;
- A instalação permanece em serviço mesmo durante um defeito permanente;
- O primeiro defeito é indicado através da corrente que circula pela bobine.

Quanto às desvantagens, podem ser enumeradas as seguintes:

- O custo da reatância de terra pode ser elevado pois necessita de ser modificada para ser adaptada à compensação;
- Existe a necessidade de assegurar que a corrente residual que circula no sistema, durante o defeito, não apresente perigo para as pessoas e equipamentos envolventes;
- Os riscos de sobretensões transitórias na rede são elevados;
- É indispensável a presença de pessoal técnico para supervisionar;
- Difícil implementação do sistema de proteções para o primeiro defeito.

## 2.3 Vantagens e desvantagens dos regimes de neutro

A escolha do regime de neutro a ser utilizada é uma tarefa delicada que os engenheiros têm de executar. Apesar de ser impossível encontrar uma única solução para as diferentes configurações da rede, a experiência adquirida até então permite optar por uma escolha mais adequada em função das restrições e caracterizações de cada rede [2], a fim de selecionar o método de ligação à terra que estabeleça um ponto de equilíbrio entre todas as vantagens e desvantagens, sumarizadas na Tabela 2.1 apresentada em seguida [2], [15], [16].

Tabela 2.1: Síntese das vantagens e desvantagens dos regimes de neutro [2], [15], [16]

| **Regimes de Neutro** | **Vantagens** | **Desvantagens** |
|---|---|---|
| Neutro Isolado | Limita a corrente de defeito | Elevadas sobretensões |
| Neutro Ligado Diretamente à Terra | Alimentação monofásica e trifásica<br>Fácil deteção de defeitos | Elevada qualidade nos elétrodos terra<br>Sistema complexo de proteções<br>Elevados valores de corrente de defeito |
| Neutro Impedante com Reatância | Limitação das sobretensões<br>Limita a corrente de defeito | Impossível operação da rede em caso de defeito<br>Não permite a autoextinção de correntes de defeito |
| Neutro Impedante com Resistência | Limita a corrente de defeito<br>Reduz sobretensões | Sistema mais complexo de proteções<br>Valores superiores de corrente de defeito |
| Neutro Ressonante | Autoextinção de correntes de defeito | Sistema complexo de proteções |

Os regimes de neutro apresentados são todos eles utilizados nas redes de distribuição de média tensão um pouco por todo o mundo. O neutro ligado diretamente à terra não distribuído (Reino Unido), o neutro ligado diretamente à terra distribuído (Estados Unidos da América e Canadá), o neutro isolado (Itália, Japão, Irlanda), o neutro impedante (Portugal, Espanha, França, entre outros) e o neutro ressonante (Alemanha e países Escandinavos) [17].

Salienta-se a mudança de paradigma de escolha do tipo de regime de neutro por parte das entidades. Enquanto que antigamente estas escolhas baseavam-se em aspetos técnicos e económicos, atualmente, questões relacionadas com a segurança e a qualidade de fornecimento de energia elétrica têm vindo a ter um papel preponderante no processo de tomada de decisão. A implementação do regime de neutro depende essencialmente das características físicas da rede de média tensão (comprimento da rede, utilização de linhas aéreas ou subterrâneas), da densidade da rede, dos tipos de carga a serem alimentados e da qualidade dos elétrodos de terra [17].

Uma vez feita a escolha inicial, geralmente, as entidades concentram-se em melhorar os problemas que advêm dessa mesma escolha, minimizando as suas desvantagens e a consequente redução dos impactos negativos que originam na rede elétrica. A posterior alteração do regime de neutro é vista como uma operação complexa e bastante dispendiosa

que deve ser evitada sempre que possível. No entanto, poderá haver boas razões para repensar nas escolhas iniciais, particularmente se os problemas forem concentrados em sobretensões e sobreintensidades [15].

## 2.4 Problemas e critérios de escolha

Os critérios de escolha da adoção do regime de neutro a ser utilizado tem em consideração os seguintes aspetos [2]:

- Técnico (função da rede, sobretensões, correntes de falha, entre outros);
- Operação (continuidade de serviço, manutenção);
- Segurança (equipamento e operacionais);
- Económico (custos de investimento, operacionais);
- Práticas locais ou nacionais em encargo das operadoras de rede de distribuição e das operadoras da rede de transporte, respeitando as normas nacionais e europeias em vigor.

Salientam-se duas considerações técnicas importantes que são particularmente contraditórias: a redução do nível das sobretensões e a redução da corrente de fuga à terra.

As sobretensões muito elevadas são a causa de avaria dielétrica dos isolantes elétricos com curtos-circuitos como consequência. As sobretensões têm diversas origens, tais como [2]:

- Sobretensões por relâmpagos a que todas as redes aéreas são expostas até o ponto de fornecimento do utilizador;
- Sobretensões internas à rede provocadas por manobras e certas situações críticas (ressonâncias);
- Sobretensões resultantes da fuga à terra propriamente dita e da sua eliminação.

Uma corrente de falha muito elevada provoca um determinado conjunto de consequências, entre as quais:

- Danos causados pelo arco no ponto de defeito, especialmente, queima dos circuitos magnéticos das máquinas rotativas;
- Suportabilidade térmica das blindagens de cabo;

- Dimensões e custos da resistência de ligação à terra;
- Indução nos circuitos de telecomunicações vizinhos;
- Perigo para as pessoas, por elevação do potencial de peças condutoras expostas.

A tentativa de otimização de uma destas exigências provoca automaticamente a degradação da outra. Assim, dois métodos típicos de aterramento do neutro acentuam o seguinte contraste:

- O neutro isolado, que elimina o fluxo de corrente de fuga à terra no neutro, mas causa sobretensões elevadas;
- O neutro diretamente ligado à terra que reduz ao mínimo as sobretensões, mas provoca uma corrente de defeito elevada.

Com relação às considerações de operação, dependendo do modo de ligação à terra do neutro adotado, observa-se:

- A possibilidade, ou não, de funcionamento na ocorrência de um primeiro defeito que persiste;
- O valor das tensões de contacto desenvolvidas;
- A maior ou menor dificuldade de colocação em operação da seletividade das proteções.

Consequentemente a escolha mais vantajosa é a solução intermédia, ou seja, o neutro ligado à terra com uma impedância. Sendo o regime de neutro mais utilizado em Portugal [17], justifica-se a sua utilização na subestação MT em estudo, tópico este melhor especificado no início do capítulo 3.

## 2.5 Enquadramento normativo

O dimensionamento de resistências e reatâncias de neutro assim como os equipamentos e componentes envolventes deverão ser fabricados e testados de acordo com as seguintes normas apresentadas [18]:

- NP EN 50160 Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica;

- NP EN 60529 Graus de proteção asseguradas pelo invólucro (Código IP);
- EN 50180 Bushings above 1 kV up to 36 kV and from 250 A to 3,15 kA for liquid filled transformers;
- IEC 60085 Thermal evaluation and classification of electrical insulation;
- IEC 60076-1 Power transformers - Part 1: General
- IEC 60076-2 Power transformers - Part 2: Temperature rise;
- IEC 60076-3 Power transformers - Part 3: Insulation levels, dielectric tests;
- IEC 60076-5 Power transformers - Part 5: Ability to withstand short circuit;
- IEC 60076-10 Power transformers - Part 10: Determination of sound levels;
- IEC 60289 Reactors;
- IEC 60815 Guide for selection of insulators in respect of polluted conditions;
- DMA-C52-300/N Reactâncias de Neutro. Características e ensaios;
- Outras Normas Portuguesas e Europeias aplicáveis;

A correta aplicação destas diretrizes resulta numa vinculação adequada entre todas as entidades envolvidas proporcionando uma boa eficiência e qualidade no SEE.

# Capítulo 3

# Caso de Estudo

Neste capítulo pretende-se dar a conhecer os processos, considerações e cálculos que resultam no correto dimensionamento de resistências e reatâncias de neutro.

Como anteriormente mencionado, qualquer que seja a escolha do regime de neutro a ser adotado numa subestação AT/MT, este não é capaz de satisfazer todos os problemas relativamente às sobretensões transitórias e sobreintensidades. A subestação de MT estudada e exposta em maior detalhe na secção 3.1 destaca-se pela utilização de uma impedância de neutro puramente resistiva que se faz ligar ao barramento principal da mesma. Com vista a diminuir as correntes de fuga à terra, o valor da resistência a introduzir entre o ponto neutro e a terra torna-se fundamental para assegurar a segurança do equipamento e de técnicos. Desta forma, para dimensionar resistências e reatâncias de neutro, é inevitável realizar um estudo pormenorizado do comportamento da corrente homopolar na rede elétrica, com o auxílio do procedimento de análise de curto-circuitos assimétricos, evidenciado em pormenor na secção 3.2. Este procedimento de cálculo foi possível com o apoio computacional do programa *MATLAB* e do *Microsoft Excel*.

## 3.1 Descrição da rede elétrica

Esta apresentação pretende especificar diversos aspetos dos componentes que constituem a rede e algumas considerações fundamentais para o processo de análise de curto-circuitos assimétricos e respetivo dimensionamento da resistência de neutro, detalhadamente apresentado na secção 3.2.

Na Figura 3.1 é apresentado um esquema unifilar completo da subestação MAT/MT, da responsabilidade da *CJR Renewables*. A rede a montante, responsável por fazer ligar o parque eólico à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), é propriedade das Redes Energéticas Nacionais (REN), correspondendo a uma linha aérea de 400 kV que por sua

vez se interliga num painel da subestação existente de Sines [19]. Esta rede conecta-se à subestação de MAT/MT através de um painel constituído por um transformador abaixador de tensão cujas características se detalham na secção 3.1.3.

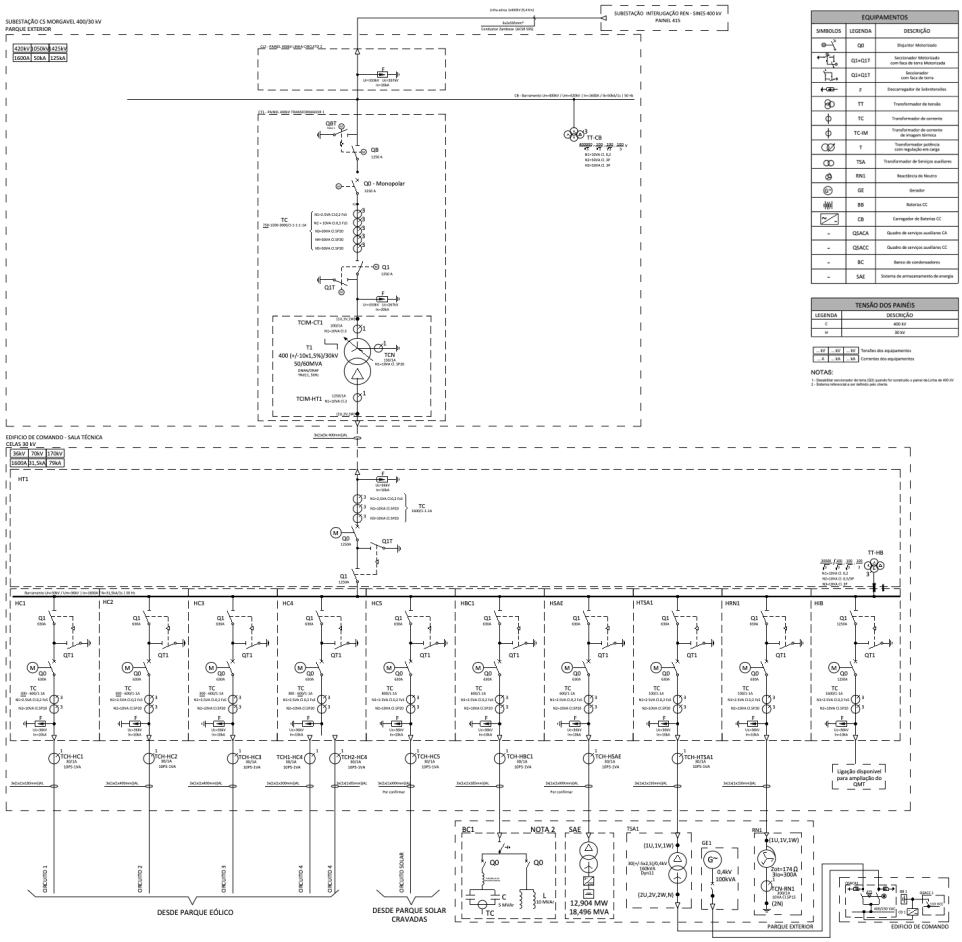



Figura 3.1: Diagrama unifilar da subestação MAT/MT [3]

O edifício de comando destina-se à instalação dos quadros elétricos de comando, controlo e proteções, para além das instalações dos serviços auxiliares e das celas interiores de média tensão de interligação com a subestação e aerogeradores.

Quanto à rede elétrica do parque eólico de Morgavél, apresentada na Figura 3.2, destaca-se a conexão dos 12 aerogeradores, correspondendo a uma potência instalada de 60 MW, ao barramento principal da subestação através dos painéis HC1, HC2, HC3 e HC4 [18]. É também percetível a utilização de cablagem mista, isto é, cabos subterrâneos e linhas aéreas, interligações estas realizadas a 30 kV, detalhadas em maior pormenor nas secções 3.1.4 e 3.1.5.

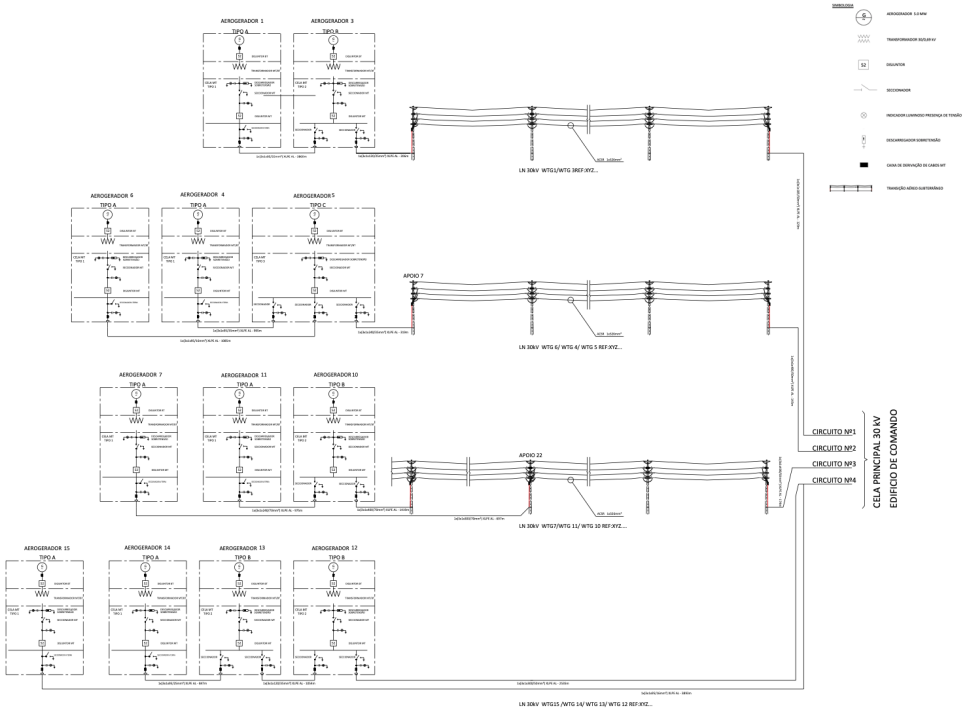



Figura 3.2: Diagrama unifilar do parque eólico de Morgavél [4]

Destaca-se o barramento de referência da subestação de MAT/MT, isto é, o barramento principal. É neste barramento que são executadas todas as ligações provenientes do parque eólico de Morgavél, do parque solar das Cravadas, o banco de condensadores, o sistema de armazenamento de energia, o transformador de serviços auxiliares e a reatância de neutro. De notar que para efeitos de cálculo e de forma a facilitar o processo de análise do comportamento da corrente homopolar, seguido do posterior dimensionamento da reatância de neutro, foram desprezadas as contribuições do parque solar, do banco de condensadores, do sistema de armazenamento de energia e do transformador de serviços auxiliares, estes devidamente identificados na Figura 3.1. Relativamente ao parque eólico, foram desprezados os circuitos nº3 e nº4 com o mesmo intuito anteriormente mencionado tendo em vista facilitar o processo de cálculo e obtenção de resultados.

Previamente ao procedimento do cálculo de curto-circuitos assimétricos minuciosamente descrito na secção 3.2, é necessário fazer uma análise das características de todos os componentes que constituem a rede elétrica, tais como os aerogeradores, os transformadores, os cabos subterrâneos, as linhas aéreas e a utilização da impedância equivalente da rede de 400 kV. Nas próximas secções são apresentadas algumas considerações, conceitos e executadas as formulações matemáticas necessárias de forma a obter valores no

Sistema Internacional de Unidades (S.I.) e transformar no sistema por unidade, necessário para o procedimento de cálculo mencionado.

### 3.1.1 Sistema por unidade

Para a análise e cálculo de sistemas de potência é usual usar o sistema por unidade. Também denominado por sistema p.u., esta convenção consiste na definição de valores de base para as grandezas (tensões, correntes, potências, entre outros), seguida da substituição dos valores das variáveis e constantes (expressas no Sistema Internacional de Unidades) pelas suas relações com os valores de base pré-definidos [20]. Desta forma, os cálculos serão realizados no sistema p.u. e os resultados finais serão convertidos para o S.I., multiplicando pelo valor da base de cada grandeza.

Dadas as relações existentes entre as unidades só poderão definir-se duas bases independentes, sendo frequentemente selecionadas a potência aparente total do sistema, Sb, e a tensão composta num barramento, Vb [20]. Deste modo, arbitrou-se respetivamente a potência de base de 100 MVA e a tensão de base de 30 kV, esta última, visto estar-se a tratar da zona de distribuição, mais concretamente na média tensão. A partir da definição das bases anteriores, podem calcular-se todas as outras bases de relevância para o procedimento, neste caso a impedância de base, Zb, apresentada na fórmula 3.1 e a corrente de base, Ib, evidenciada na fórmula 3.2.

$$Z_b = \frac{(V_b)^2}{S_b} \quad [\Omega] \tag{3.1}$$

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \times V_b} \quad [A] \tag{3.2}$$

Procedendo à substituição das respetivas variáveis nas equações 3.1 e 3.2, é possível obter o valor das bases necessárias para a posterior transformação de todos os componentes que constituem o circuito elétrico, no sistema p.u., apresentadas de seguida.

$$Z_b = \frac{30^2}{100} = 9 \quad [\Omega] \tag{3.3}$$

$$I_b = \frac{100}{\sqrt{3} \times 30} = 1924,5 \quad [A] \tag{3.4}$$

Definidas as bases, todos os dados do sistema no S.I. devem ser convertidos para p.u.. No que respeita às características das máquinas, isto é, geradores e transformadores, os dados são fornecidos geralmente em valores percentuais, referidos aos valores nominais de potência e tensão da máquina [20]. A transformação para o sistema por unidade deverá

respeitar a equação 3.5, pelo que o quociente ao quadrado, $\left(\frac{V_b}{V_n}\right)^2$, pode ser negligenciado, uma vez que toma um valor igual à unidade, no caso desta rede.

$$\underline{Z} = x' \times \frac{S_b}{S_n} \times \left(\frac{V_b}{V_n}\right)^2 \quad [p.u.] \tag{3.5}$$

Quanto às linhas, são constituídas por uma impedância complexa, $\underline{Z}$, ou seja, é composta por uma resistência, $R$, e uma reatância, $X$. A transformação para o sistema por unidade destas duas variáveis é dada pelas fórmulas 3.6 e 3.7 respetivamente, realçando as unidades das grandezas $R$ e $X$, em $\Omega/km$ e o comprimento da linha em $km$.

$$\underline{R} = \frac{R \times comprimento}{Z_b} \quad [p.u.] \tag{3.6}$$

$$\underline{X} = \frac{X \times comprimento}{Z_b} \quad [p.u.] \tag{3.7}$$

De notar a inevitabilidade da integração da capacidade homopolar das linhas na sequência homopolar, sendo este tópico abordado com maior detalhe nas secções 3.1.4, 3.1.5 e 3.2.2.

### 3.1.2 Características dos aerogeradores

Os aerogeradores utilizam a energia cinética do vento convertendo-a em energia elétrica. O seu funcionamento recai num movimento das pás que giram com a direção do vento, fazendo movimentar o rotor do gerador. Recorrendo ao auxílio de uma caixa multiplicadora e à eletrónica de potência, executa-se a transformação de energia mecânica em energia elétrica, sendo esta última injetada na rede.

O gerador escolhido para o dimensionamento trata-se de um G128-5MW da *Gamesa Renewable Energy*. Na Tabela 3.1 são sumariados os valores de maior relevância para o cálculo de c.c. assimétricos. Ainda assim, na folha de características fornecida pelo fabricante [21], é possível observar o coeficiente de potência, entre outras características de extrema relevância para o plano de dimensionamento de um parque eólico mais precisamente para o trânsito e fluxo de potência. Visto que esta situação não vai ao encontro do objeto principal do presente caso em estudo, esta matéria não foi aprofundada.

Tabela 3.1: Parâmetros a considerar dos aerogeradores

| **Cela** | **Aerogerador** | **Nó** | **Sn (MVA)** | **x" = xi (%)** | **xo (%)** | **$\underline{Z_d}$ (p.u.)** | **$\underline{Z_o}$ (p.u.)** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | A1 | B5 | 5,556 | 10 | 5 | 1,8j | 0,9j |
| | A2 | B7 | 5,556 | 10 | 5 | 1,8j | 0,9j |
| 2 | A3 | B13 | 5,556 | 10 | 5 | 1,8j | 0,9j |
| | A4 | B14 | 5,556 | 10 | 5 | 1,8j | 0,9j |
| | A5 | B15 | 5,556 | 10 | 5 | 1,8j | 0,9j |

Sabendo o fator de potência de $0,9$ e a potência nominal de um aerogerador, correspondendo a 5 MW, foi possível obter o valor da sua potência aparente, $S_n$, através da equação 3.8.

$$S_n = \frac{P_n}{f.p.} = \frac{5}{0,9} = 5,556 \quad [MVA] \tag{3.8}$$

Salienta-se o facto do valor da reatância interna das sequências direta e inversa serem iguais e da reatância homopolar ser diferente. Estas reatâncias foram transformadas no sistema por unidade, calculadas recorrendo às expressões 3.9 e 3.10, seguindo a formulação evidenciada em 3.5.

$$\underline{Z_d} = \underline{Z_i} = \frac{10}{100} \times \frac{100}{5,556} = 1,8j \quad [p.u.] \tag{3.9}$$

$$\underline{Z_o} = \frac{5}{100} \times \frac{100}{5,556} = 0,9j \quad [p.u.] \tag{3.10}$$

De realçar a importância destes valores na construção dos diferentes esquemas das sequências direta, inversa e homopolar, devidamente apresentadas na secção 3.2.1, e a respetiva introdução na matriz das impedâncias nodais [Z], especificada na secção 3.2.2. A não correspondência destes valores nas respetivas colunas e linhas da matriz das impedâncias nodais, que por sua vez deverá respeitar a mesma nomenclatura desde o início da sua construção, leva à obtenção de resultados incorretos.

### 3.1.3 Características dos transformadores

Como mencionado anteriormente, a ligação entre a rede de 400 kV e a rede de 30 kV é realizada através de um transformador abaixador, da empresa *Gamesa Electric* [22], sendo as suas principais características apresentadas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Parâmetros a considerar do transformador 400kV/30kV

| **Nome** | **Sn (MVA)** | **xf (%)** | **$\underline{Z}$ (p.u.)** |
|---|---|---|---|
| T11 | 50 | 12,5 | 0,25j |

O processo do cálculo da impedância em p.u. é idêntico ao do aerogerador. Salienta-se a particularidade da impedância de fugas do transformador, $x_f$, ser igual para as sequências direta, inversa e homopolar. Utilizando a formulação 3.5, o valor da impedância do transformador resulta da expressão 3.11.

$$\underline{Z} = \frac{12,5}{100} \times \frac{100}{50} = 0,25j \quad [p.u.] \tag{3.11}$$

Quanto aos transformadores utilizados nos aerogeradores, a razão de transformação é de 30kV/0,69kV, da mesma empresa. Os principais parâmetros a considerar são descritos na tabela 3.3.

Tabela 3.3: Parâmetros a considerar dos transformadores 30kV/0,69kV

| Cela | Nome | Nó i | Nó k | Uni/Unk (kV/kV) | Sn (MVA) | xf (%) | $\underline{Z}$ (p.u.) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | T1 | B4 | B5 | 30/0,69 | 10 | 8 | 0,8j |
| | T2 | B6 | B7 | 30/0,69 | 10 | 8 | 0,8j |
| 2 | T3 | B10 | B13 | 30/0,69 | 10 | 8 | 0,8j |
| | T4 | B11 | B14 | 30/0,69 | 10 | 8 | 0,8j |
| | T5 | B12 | B15 | 30/0,69 | 10 | 8 | 0,8j |

De forma idêntica ao transformador de 400kV/30kV, o valor da impedância do transformador em p.u. é obtido utilizando a fórmula 3.5, resultando na expressão matemática 3.12.

$$\underline{Z} = \frac{8}{100} \times \frac{100}{10} = 0,8j \quad [p.u.] \tag{3.12}$$

### 3.1.4 Características dos cabos subterrâneos

A rede interna do parque éolico é constituída em grande parte por cabos subterrâneos. O tipo de cabo considerado para o dimensionamento pertence à empresa *Berhad* [23], sendo constituído por multicondutores de alumínio, isolados em XLPE e com uma bainha em PEX, disposto em esteira, em vala própria. Na tabela 3.4 são apresentados um conjunto de parâmetros tais como a secção, resistência, reatância e capacidade, tendo sido extraídos da folha de características do cabo em questão [23].

Tabela 3.4: Parâmetros a considerar nos cabos subterrâneos, no S.I.

| Cela | Linha | Nó i | Nó k | Un (kV) | Secção ($mm^2$) | Comprimento (km) | Resistência ($\Omega/km$) | Reactância ($\Omega/km$) | Capacitância ($\mu F/km$) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | L1 | B1 | B2 | 30 | 50 | 0,129 | 0,822 | 0,088 | 0,14 |
| | L2 | B3 | B6 | 30 | 25 | 0,206 | 1,54 | 0,095 | 0,12 |
| | L3 | B4 | B6 | 30 | 25 | 3,860 | 1,54 | 0,095 | 0,12 |
| 2 | L4 | B1 | B8 | 30 | 50 | 0,145 | 0,822 | 0,088 | 0,14 |
| | L5 | B9 | B12 | 30 | 35 | 0,319 | 1,11 | 0,092 | 0,13 |
| | L6 | B10 | B12 | 30 | 16 | 1,085 | 2,45 | 0,104 | 0,11 |
| | L7 | B11 | B12 | 30 | 35 | 0,995 | 1,11 | 0,092 | 0,13 |

As secções utilizadas no dimensionamento foram 16, 25, 35 e 50 $mm^2$ respetivamente. Os comprimentos dos cabos são dados informativos resultantes de uma perícia ao local e de possível compreensão no esquema unifilar do parque eólico em estudo, devidamente apresentado na Figura 3.2.

Tal como realizado anteriormente com os aerogeradores e os transformadores, também existe a necessidade de transformar as impedâncias dos cabos no sistema por unidade. Quanto à transformação da resistência, $R$, e da reatância, $X$, podem ser rapidamente obtidas com a aplicação da formulação apresentada em 3.6 e 3.7, tendo sido utilizado o valor da impedância de base, $Z_b$, calculada em 3.3 e os comprimentos de cabo, exibidos na Tabela 3.4.

No procedimento de cálculo de c.c. assimétricos, mais concretamente na construção da matriz das impedâncias nodais para a sequência homopolar, $[Z_o]$, demonstrada na secção 3.2.2, têm de ser consideradas as capacidades dos cabos seguindo a configuração do Modelo em Pi, sustentada em maior pormenor na Figura 3.9. A igualdade matricial apresentada em 3.30 evidencia que os elementos constituintes desta matriz são admitâncias. Assim, é possível obter a admitância (B) do cabo , também designada de admitância *shunt*, $y_{sho}$, aplicando a fórmula 3.13.

$$y_{sho} = B = 2\pi f C \quad [S/km] \tag{3.13}$$

Uma vez obtido o valor da admitância *shunt* das linhas no S.I., é necessário converter este valor no sistema por unidade. Esta conversão é executada multiplicando o valor obtido em 3.13 pela impedância de base, $Z_b$, calculada em 3.3 e com os comprimentos de cabo para cada linha, apresentados na Tabela 3.4.

A conversão dos vários valores referentes aos cabos subterrâneos no sistema p.u. permitiu a construção da Tabela 3.5 para organizar a informação, uma vez que são valores fundamentais para o procedimento de cálculo apresentado na secção 3.2.

Tabela 3.5: Parâmetros calculados nos cabos subterrâneos, em p.u.

| Cela | Linha | Nó i | Nó k | Secção ($mm^2$) | Comprimento (km) | Resistência (p.u.) | Reactância (p.u.) | Admitância (p.u.) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | L1 | B1 | B2 | 50 | 0,129 | 0,011782 | 0,001261 | 0,0000510634 |
| | L2 | B3 | B6 | 25 | 0,206 | 0,035249 | 0,002174 | 0,0000698942 |
| | L3 | B4 | B6 | 25 | 3,860 | 0,660489 | 0,040744 | 0,00130967 |
| 2 | L4 | B1 | B8 | 50 | 0,145 | 0,013243 | 0,001418 | 0,0000573969 |
| | L5 | B9 | B12 | 35 | 0,319 | 0,039343 | 0,003261 | 0,000117254 |
| | L6 | B10 | B12 | 16 | 1,085 | 0,295361 | 0,012538 | 0,000337454 |
| | L7 | B11 | B12 | 35 | 0,995 | 0,122717 | 0,010171 | 0,000365729 |

### 3.1.5 Características das linhas aéreas

O cabo escolhido denomina-se por Oriole e é da empresa Priority Wire Cable Inc., de alumínio com alma de aço, com um condutor concêntrico composto por camadas de fios de alumínio, têmpera dura e núcleo de aço galvanizado de alta resistência mecânica. Com uma secção nominal de 336 $mm^2$, este apresenta um diâmetro nominal de $23,55$ $mm$ e uma resistência elétrica a $20°C$ de $0,0502\Omega/km$, dados estes retirados da folha de características do fabricante [24]. Como estamos perante uma linha aérea, será necessário proceder a alguns cálculos para a determinação dos valores da reatância, $X$, e da capacitância, $C$.

Inicialmente, é necessário arbitrar a distância entre as fases mais distantes, correspondendo a 1 metro e a altura a que os apoios se encontram em relação ao solo, correspondendo a 20 metros.

A indutância, $L$, de uma linha aérea é dada pela equação 3.14 apresentada seguidamente.

$$L \cong \frac{\mu_0}{2\pi} \times \left[\frac{1}{4 \times n} + ln\frac{MGD}{MGR}\right] \quad [H/m] \tag{3.14}$$

em que:

$\mu_0$ - permeabilidade magnética do vazio correspondendo a $4\pi \times 10^{-7}$ [H/m];

$n$ - número de condutores na mesma fase;

$MGD$ - média geométrica das distâncias entre fases;

$MGR$ - média geométrica das distâncias entre condutores da mesma fase.

A média geométrica das distâncias entre as fases é calculada pela equação 3.15.

$$MGD = \sqrt[3]{D_{12} \times D_{13} \times D_{23}} \tag{3.15}$$

em que:

$D_{12}$ - distância entre as fases 1 e 2, correspondendo a $0,5$ metros;

$D_{13}$ - distância entre as fases 1 e 3, correspondendo a 1 metro;

$D_{23}$ - distância entre as fases 2 e 3, correspondendo a $0,5$ metros.

Substituindo os respetivos valores, na equação 3.15 apresentada anteriormente, MGD é calculado e assume o valor de $0,629961$.

A média geométrica das distâncias entre condutores da mesma fase pode ser obtida aplicando a fórmula 3.16, apresentada de seguida.

$$MGR = \sqrt[n]{R \times d_1 \times ... \times d_{n-1}} \tag{3.16}$$

em que:

$R$ - raio do condutor [m];

$d$ - distância entre condutores da mesma fase [m];

O cabo aéreo escolhido contém apenas um condutor na mesma fase, isto é, $n = 1$, e consequentemente a fórmula anterior pode ser simplificada em $MGR = \sqrt{R}$. Sabendo que o diâmetro nominal corresponde a $23,55\ mm$ e que $R$ é metade de $D$, a aplicação da fórmula 3.16 equivale a $0,108513$.

Desta forma, sabendo o valor de todas as variáveis intervenientes na equação 3.14, procedeu-se à obtenção da indutância, $L$, que toma o valor de $0,401758 \times 10^{-6}\ H/m$. Seguidamente, o valor da reatância, X, é obtido através da equação 3.17, resultando no valor de $X = 0,126216\ \Omega/km$.

$$X = 2\pi f L \quad [\Omega/km] \tag{3.17}$$

De imediato, procede-se ao cálculo da capacidade, $C$, que é traduzida pela expressão matemática 3.18 apresentada em seguida.

$$C \cong \frac{2\pi\varepsilon_0}{ln\left(\frac{MGD}{MGR}\right) + ln\left(\frac{\sqrt[3]{H_{11} \times H_{22} \times H_{33}}}{\sqrt[3]{H_{12} \times H_{13} \times H_{23}}}\right)} \quad [F/m] \tag{3.18}$$

em que:

$\varepsilon_0$ - constante dielétrica do vazio correspondendo a $8,85 \times 10^{-12}$ [F/m];

$H_{ii}$ - distância de uma fase ao solo [m];

$H_{ij}$ - distância de uma fase à sua respetiva imagem [m].

Com o objetivo de facilitar a interpretação dos conceitos $H_{ii}$ e $H_{ij}$, é apresentada de seguida a Figura 3.3.

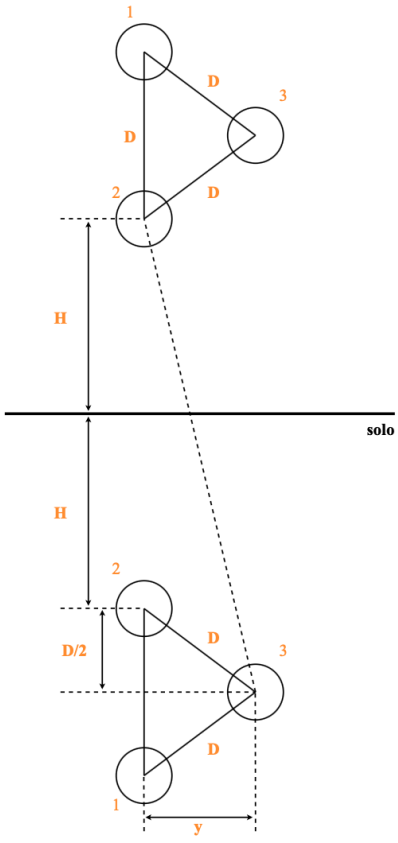



Figura 3.3: Exemplificação de um triângulo equilátero com 3 condutores e respetivas imagens

Desta forma, uma análise mais cuidada da figura anterior, o valor de $H_{11}$ é calculado através do cálculo $2\times H+2\times D$, $H_{22}$ corresponde a $2\times H$ e $H_{33}$ é obtido através de $2\times H+D$. Assim sendo $H_{11}$, $H_{22}$ e $H_{33}$ correspondem respetivamente a $40,0471$ metros, 40 metros e $40,02355$ metros. $H_{12}$ é calculado através de $2\times H+D$ resultando em $40,02355$ metros. Para o cálculo de $H_{13}$ existe a necessidade da realização do cálculo auxiliar da aplicação direta do Teorema de Pitágoras, demonstrada na equação 3.19 que se apresenta de seguida.

$$D^2=\left(\frac{D}{2}\right)^2+y^2 \Leftrightarrow y=\sqrt{D^2-\left(\frac{D}{2}\right)^2} \Leftrightarrow y=0,020395 \quad [m] \tag{3.19}$$

Assim, finalizando a equação 3.20, apresentada em seguida, obtém-se o valor de $H_{13}$.

$$H_{13}=\sqrt{\left(2H+\frac{3D}{2}\right)^2+0,020395^2} \Leftrightarrow H_{13}=40,03533 \quad [m] \tag{3.20}$$

Para o cálculo de $H_{23}$, o raciocínio é mesmo e o seu valor resulta na execução da formulação matemática descrita em 3.21.

$$H_{23} = \sqrt{\left(2H + \frac{D}{2}\right)^2 + 0,020395^2} \Leftrightarrow H_{23} = 40,01178 \quad [m] \tag{3.21}$$

Desta forma, sabendo o valor de todas as variáveis presentes na equação 3.18, realizou-se o cálculo da capacidade, C, resultando em $3,2 \times 10^{-11}\ F/m$. Por último, o cálculo da admitância *shunt*, $y_{sho}$, é executado aplicando a fórmula 3.13, resultando no valor $0,100531 \times 10^{-4}\ S/km$.

É de notar que a transformação para p.u. da resistência, $R$, dada pelo fabricante, e das variáveis que foram calculadas tais como a reatância, $X$, e a admitância *shunt*, $y_{sho}$, é idêntica à secção anterior 3.1.4. Na Tabela 3.6 são apresentados os resultados que advêm dessa mesma transformação.

Tabela 3.6: Parâmetros calculados nas linhas aéreas, em p.u.

| Cela | Linha | Nó i | Nó k | Secção ($mm^2$) | Comprimento (km) | Resistência (p.u.) | Reactância (p.u.) | Admitância (p.u.) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | L11 | B2 | B3 | 336 | 3,1 | 0,017291 | 0,043474 | 0,000280481 |
| 2 | L22 | B8 | B9 | 336 | 3,5 | 0,019522 | 0,049084 | 0,000316673 |

### 3.1.6 Equivalente da rede de 400 kV

A rede a montante da subestação de MT tem interferência no procedimento de cálculo de curto-circuitos assimétricos, mais concretamente na sequência direta e inversa devido à configuração $D/yo$ sem neutro que é apresentado pelo transformador 400kV/30kV, tópico abordado em maior pormenor na secção 3.2.1. De acordo com as informações fornecidas pela *REN* no documento "Valores previstos para as correntes de defeito no nível de tensão de 400kV da subestação de Sines"[25] foi possível recolher valores relevantes, tais como, a corrente de defeito F-T, ($I_{cc} = 18,7\ kA$), a corrente de defeito F-F-T, ($I_{cc} = 18,2\ kA$) e a relação $X/R$ para a sequência direta e inversa correspondendo a $10,7$. As deduções e cálculos apresentados em seguida são necessários para entender a obtenção da impedância da rede de 400 kV e a posterior utilização da mesma no procedimento de cálculo efetuado na secção 3.2 com o intuito de obter resultados fidedignos.

Tendo em consideração a equação apresentada em 3.2, é possível obter o valor da corrente de base da rede de 400 kV, mais precisamente na zona de transmissão, isto é, MAT, devidamente demonstrada na equação matemática 3.22, apresentada em seguida.

$$I_b = \frac{100}{\sqrt{3} \times 400} = 144,34 \quad [A] \tag{3.22}$$

Sabendo o valor das correntes de defeito nos curto-circuitos F-T e F-F-T, devidamente mencionadas no início da presente secção, dividindo pela corrente de base $I_b$, obtém-se o valor de $I_{cc}$ no sistema por unidade. A corrente $I_{cc}$ é dada pela expressão 3.23 onde o parâmetro $c$ corresponde ao valor inicial da tensão a considerar, usualmente arbitrado com o valor de $1,1$ em sistemas de MT.

$$I_{cc} = \left| \frac{c}{Z_{th}} \right| \Leftrightarrow I_{cc} = \left| \frac{1,1}{Z_{th}} \right| \quad [p.u.] \tag{3.23}$$

A aplicação da equação 3.23 evidenciada permite o cálculo de $Z_{th}$. Sabendo a relação $X/R$ da rede em questão e através das funções básicas trigonométricas de um número complexo, evidenciadas nas formulações 3.24, obtêm-se os valores da resistência, R, e da reatância, X, que compõem a impedância equivalente da rede de 400 kV.

$$tan(\theta) = \frac{X}{R}; \quad sen(\theta) = \frac{R}{Z}; \quad cos(\theta) = \frac{X}{Z} \tag{3.24}$$

Evidencia-se a contribuição da impedância de fugas do transformador em p.u., devidamente calculada em 3.11, uma vez que foi considerado o pior caso (a impedância da rede a montante a tender para o infinito). Assim, os valores finais da impedância equivalente da rede para os curto-circuitos F-T e F-F-T correspondem à soma da resistência e reatância provenientes dos cálculos descritos anteriormente com a impedância de fugas do transformador.

## 3.2 Análise de curto-circuitos assimétricos

O cálculo de curto-circuitos em sistemas trifásicos é um exercício fundamental no dimensionamento e segurança do SEE. Na presente secção será apresentado o mecanismo de cálculo elaborado, podendo ser resumido nas seguintes etapas [1]:

- Determinação das sequências equivalentes direta, inversa e homopolar. O principal problema advém do esquema homopolar porque os transformadores têm esquemas de ligação particulares e fazem com que o esquema homopolar seja diferente dos circuitos direto e inverso, sendo que por norma são iguais;
- Construção da matriz de impedâncias nodais dos circuitos direto, inverso e homopolar, possível através da inversão da matriz de admitâncias nodais;
- Determinação da condição fronteira relativamente ao tipo de curto-circuito em análise e combinar com a condição geral anterior, obtendo-se as componentes simétricas da corrente de curto-circuito.

Um curto-circuito corresponde a uma alteração estrutural num sistema elétrico e é caracterizado pelo estabelecimento de um contacto elétrico fortuito através de uma baixa impedância entre dois pontos a potenciais diferentes [26]. Esta situação origina quedas de tensão e correntes elevadas que provocam danos em equipamentos e pode colocar a vida dos técnicos em risco.

Os vários tipos de curto-circuito que podem ocorrer numa rede elétrica são [2]:

- Curto-circuito monofásico ou fase-terra (F-T), corresponde a uma falha entre uma fase e a terra, sendo o de maior ocorrência na rede (80% dos casos);

- Curto-circuito trifásico simétrico (3F), corresponde a uma falha entre as três fases, provocando as correntes mais elevadas (5% dos casos);

- Curto-circuito bifásico isolado ou fase-fase (F-F), corresponde a uma falha entre duas fases, provocando correntes menores que no caso do curto-circuito trifásico, exceto se a falha ocorrer nas proximidades de um gerador;

- Curto-circuito bifásico à terra ou fase-fase-terra (F-F-T), corresponde a uma falha entre duas fases e a terra.

Todos os tipos de curto-circuito mencionados são importantes e fazem sentido serem abordados. No entanto, no âmbito de dimensionamento de reatâncias e resistências de neutro, os curto-circuitos F-T e F-F-T apresentam ser de maior interesse. Este interesse concentra-se no motivo da corrente homopolar ($I_o$), objeto de maior relevância para o presente estudo, apresentar um valor diferente de zero.

Qualquer sistema trifásico assimétrico pode decompor-se numa soma de três sistemas trifásicos simétricos, denominados componentes simétricas, com os nomes de sistema direto, sistema inverso e sistema homopolar [1]. Se $\underline{I}_r$, $\underline{I}_s$ e $\underline{I}_t$ forem as correntes por fase não equilibradas de um circuito, então, por definição, pode ser aplicada a igualdade apresentada na expressão 3.25 em seguida.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_r \\ \underline{I}_s \\ \underline{I}_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_{d1} \\ \underline{I}_{d2} \\ \underline{I}_{d3} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{I}_{i1} \\ \underline{I}_{i2} \\ \underline{I}_{i3} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{I}_{o1} \\ \underline{I}_{o2} \\ \underline{I}_{o3} \end{bmatrix} \tag{3.25}$$

De forma a obter-se uma definição unívoca entre as nove variáveis apresentadas em 3.25, impõe-se que estes sistemas sejam simétricos, podendo ser assumidas as igualdades das fórmulas 3.26 onde $\alpha = -0,5 + j\frac{\sqrt{3}}{2}$ e $\alpha^2 = \alpha^*$.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{d1} \\ \underline{I}_{d2} \\ \underline{I}_{d3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha^2 \\ \alpha \end{bmatrix} \underline{I}_{d1}; \qquad \begin{bmatrix} \underline{I}_{i1} \\ \underline{I}_{i2} \\ \underline{I}_{i3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha \\ \alpha^2 \end{bmatrix} \underline{I}_{i1}; \qquad \begin{bmatrix} \underline{I}_{o1} \\ \underline{I}_{o2} \\ \underline{I}_{o3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \underline{I}_{o1} \tag{3.26}$$

Na expressão 3.27 é dada a relação matricial entre as correntes nas fases, $\underline{I}_{fase}$, e as correntes simétricas, $\underline{I}_{sim}$,

$$\left[\underline{I}_{fase}\right] = \left[T\right] \left[\underline{I}_{sim}\right] \tag{3.27}$$

resultando na simplificação matricial expressa em 3.28.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_r \\ \underline{I}_s \\ \underline{I}_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_{d1} \\ \underline{I}_{i1} \\ \underline{I}_{o1} \end{bmatrix} \tag{3.28}$$

De notar que é a matriz das incidências nodais [T] que define a transformação de componentes simétricas em valores por fase. Naturalmente, do mesmo modo que para as correntes, pode definir-se uma decomposição em componentes simétricas para as tensões [1].

Nas secções subsequentes serão abordados os vários mecanismos de cálculo e todas as considerações necessárias, devidamente justificadas, que suportam a análise de curto-circuitos assimétricos.

### 3.2.1 Representação das sequências direta, inversa e homopolar

Dando início ao procedimento de cálculo propriamente dito, é boa prática a representação dos esquemas unifilares dos circuitos direto, inverso e homopolar. As sequências direta e inversa dizem respeito a sistemas trifásicos equilibrados em que o módulo das tensões é igual e os ângulos estão desfasados 120° entre eles, como é visível na representação gráfica da Figura 3.4 [1].

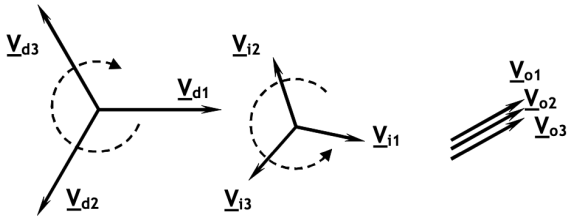



Figura 3.4: Diagramas fasoriais dos sistemas direto, inverso e homopolar de tensões [1]

A diferença entre estes dois circuitos é na ordem da representação de fases, não tendo qualquer influência nas impedâncias das linhas, justificando a igual topologia de rede a nível de equivalente de Thévenin. Por esta mesma razão, a sequência direta e inversa são iguais, sendo a fonte de tensão curto-circuitada e substituída pela resistência interna, os transformadores pelas impedâncias de fugas e as linhas pelas suas reatâncias [1]. Salienta-se a particular atenção na consideração da impedância equivalente de Thévenin da rede, $\underline{Z}_{th}$, devidamente calculada na secção 3.1.6.

A sequência homopolar é mais complexa pois é influenciada pelos enrolamentos das máquinas (geradores e transformadores) que, por sua vez, alteram a topologia da rede. Um sistema homopolar, por definição, é um sistema em que as três fases têm o mesmo valor de tensão e o mesmo valor de corrente [1]. A impedância homopolar do transformador mede-se aplicando uma tensão monofásica às três fases de um lado do transformador, realiza-se um c.c. no outro lado, fecham-se os neutros ou as terras se existirem, e mede-se a relação entre a tensão aplicada e a corrente que resulta na impedância.

A ligação da rede de MAT com a subestação de MAT/MT é feita através de um transformador 400kV/30kV. Dado isto, é necessário apresentar a configuração do mesmo, correspondendo a D/yo sem neutro impedante, demonstrada na Figura 3.5.

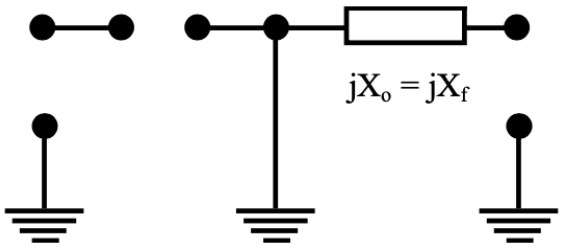



Figura 3.5: Esquema equivalente do circuito homopolar para o transformador D/yo [1]

Realizada uma análise do circuito homopolar do transformador anteriormente apresentado, à esquerda trata-se de um circuito aberto em relação à terra, correspondendo ao lado do triângulo, e portanto não circula corrente homopolar. Isto deve-se ao facto da componente homopolar da corrente estar relacionada com a soma das correntes nas fases e como o neutro não está acessível, a soma da corrente nas fases é zero. À direita, no lado da estrela, a reatância de fugas está ligada à terra. Como estamos perante uma ligação em que o neutro não está ligado à terra, do ponto de vista homopolar, trata-se de um circuito aberto do lado do triângulo bem como do lado da estrela. É por esta mesma razão que, na sequência homopolar, a impedância equivalente de Thévenin da rede, $\underline{Z}_{th}$ não é considerada.

De forma a facilitar a compreensão destas considerações anteriormente mencionadas, procedeu-se à elaboração dos esquemas unifilares das sequências direta e inversa (sendo iguais) e da sequência homopolar, respetivamente nas Figuras 3.6 e 3.7.

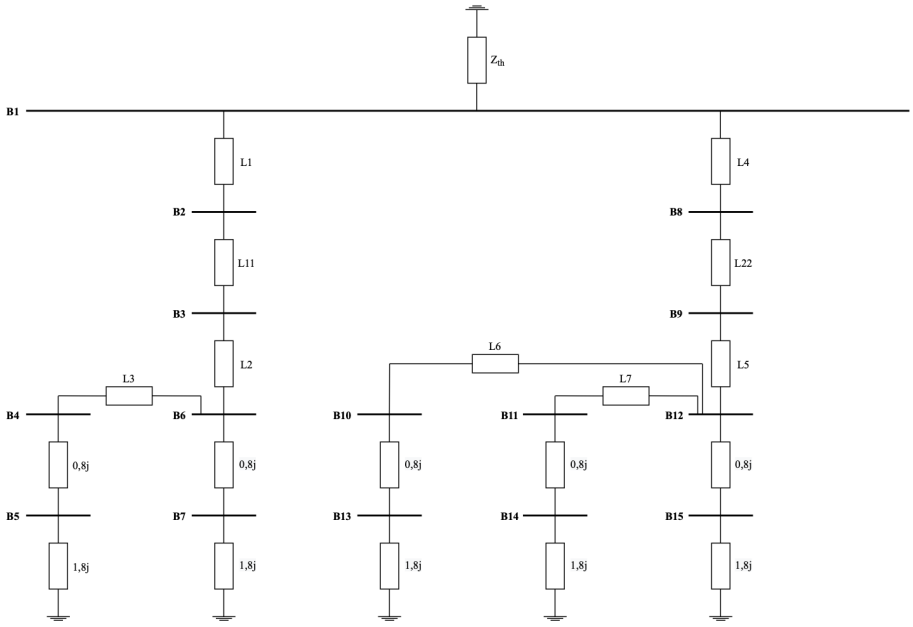



Figura 3.6: Esquema unifilar das sequências direta e inversa

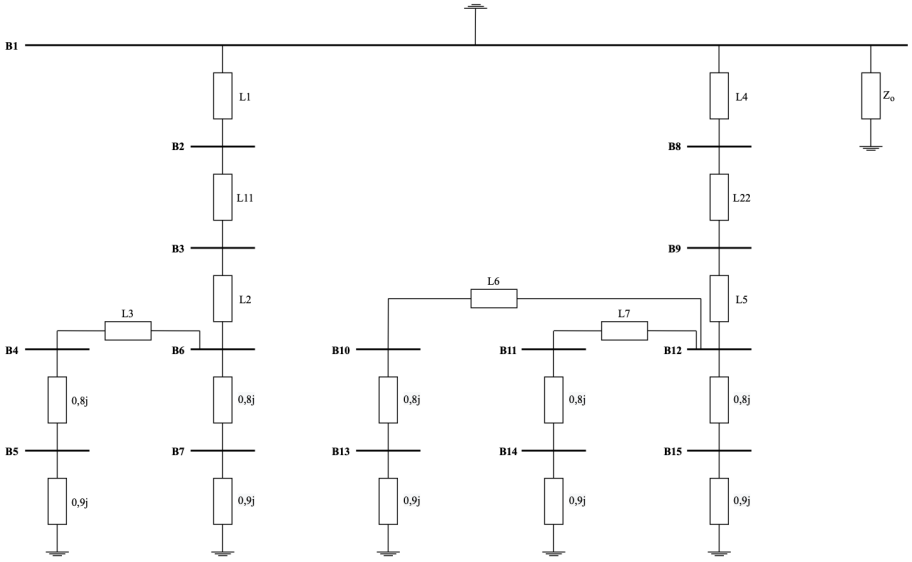



Figura 3.7: Esquema unifilar da sequência homopolar

### 3.2.2 Matriz de impedâncias nodais [Z]

Considere-se um determinado elemento girante, apresentado na Figura 3.8, com um terno de força eletromotriz (f.e.m.) simétrico, respetivamente ($\underline{E}$, $\alpha^2\underline{E}$, $\alpha\underline{E}$), uma impedância interna ($\underline{Z}$) e as tensões de saída ($\underline{V}_r, \underline{V}_s, \underline{V}_t$) [1].

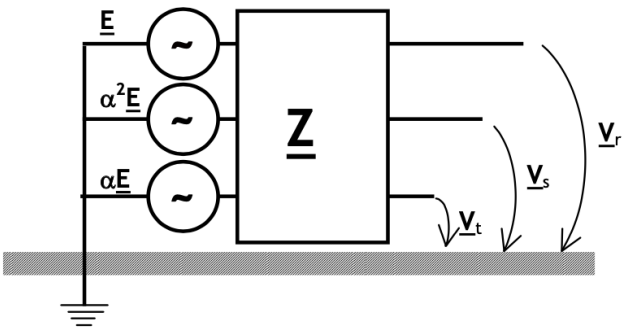



Figura 3.8: Gerador trifásico com f.e.m., matriz de impedâncias e tensões de saída [1]

Através da equação matricial fundamental, $[Y][E] = [I]$, é possível proceder à dedução matemática apresentada em 3.29

$$\left[I\right] = \left[Y\right]\left[E\right] \Leftrightarrow \left[Y\right]^{-1}\left[I\right] = \left[Y\right]^{-1}\left[Y\right]\left[E\right] \Leftrightarrow \left[E\right] = \left[Y\right]^{-1}\left[I\right] \Leftrightarrow \left[E\right] = \left[Z\right]\left[I\right] \tag{3.29}$$

Desta forma, pode-se dizer que a matriz de impedâncias nodais $[Z]$, constituída por impedâncias, ou seja, $Z = R + jX$, corresponde ao inverso da matriz de admitâncias nodais $[Y]$, evidenciado na expressão 3.30, pelo que os elementos constituintes da matriz das admitâncias nodais correspondem ao inverso das impedâncias, isto é, $Y = 1/(R + jX)$.

$$\left[Z\right] = \left[Y\right]^{-1} \tag{3.30}$$

Os elementos $kk$ da diagonal principal da matriz são formados pela soma de todas as admitâncias ligadas ao nó $k$, conforme a equação 3.31.

$$Y_{kk} = \sum_{j=1}^{n} Y_{ik} \tag{3.31}$$

Os elementos $jk$ que se encontram fora da diagonal principal tratam-se do simétrico da admitância entre os nós $j$ e $k$, seguindo a equação 3.32.

$$Y_{jk} = -(Z_{jk})^{-1} = -Y_{ik} \tag{3.32}$$

As equações 3.31 e 3.32 são a chave para a construção da matriz de impedâncias nodais [Z] da sequência direta e inversa que, por sua vez, são iguais como foi referido anteriormente. Salienta-se a introdução da impedância equivalente de Thévenin da rede de 400 kV, $\underline{Z}_{th}$, devidamente calculada na secção 3.1.6, mais concretamente no primeiro elemento, $Y_{11}$, respeitando o procedimento de construção da matriz de admitâncias nodais.

No caso da sequência homopolar, para a obtenção da matriz $[Z_o]$, é necessário considerar a capacidade homopolar das linhas que segue o Modelo em Pi representado na Figura 3.9. Desta forma, o valor a considerar é $y_{sho}/2$, correspondendo a metade da admitância *shunt* de cada linha, sendo adicionada aos elementos $kk$ da diagonal principal.

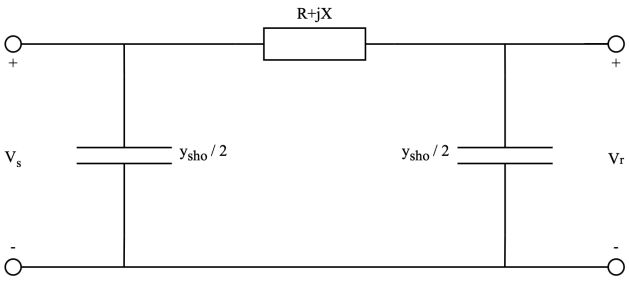



Figura 3.9: Modelo em Pi de uma linha de distribuição [1]

Destaque para a consideração da impedância homoplar, $Z_o$, puramente resistiva, que corresponde à resistência do regime de neutro impedante que foi mencionado no início do capítulo 3. Matematicamente, este elemento consta no primeiro elemento da matriz $[Z_o]$, correspondendo a $1/Z_o$. Foi introduzida no sistema computacional *MATLAB* como uma variável permitindo a sua alteração e produção de diferentes resultados para vários cenários de estudo, detalhados no capítulo 4.

### 3.2.3 Componentes simétricas de intensidade de corrente ($\underline{I}_d, \underline{I}_i, \underline{I}_o$)

Numa análise de curto-circuitos assimétricos faz sentido serem abordados os tipos de correntes pós-defeito (componentes simétricas) para os vários curto-circuitos possíveis de ocorrer. O c.c. Fase-Terra (F-T) é caracterizado pelo facto das correntes direta, inversa e homopolar serem de igual valor, resultando na equação 3.33 [1]. Salienta-se o valor nulo da impedância $Z_{cc}$, tratando-se assim de um c.c. franco.

$$\underline{I}_d = \underline{I}_i = \underline{I}_o = \frac{\underline{V}_f}{\underline{Z}^d_{kk} + \underline{Z}^i_{kk} + \underline{Z}^o_{kk} + 3\underline{Z}_{cc}} \tag{3.33}$$

O c.c. Trifásico Simétrico (3F) caracteriza-se pela corrente inversa, $I_i$, e corrente homopolar, $I_o$, serem de valor nulo. A corrente direta é assim dada pela equação 3.34 apresentada em seguida [1].

$$\underline{I}_d = \underline{I}^{cc}_{kk} = \frac{1}{\underline{Z}_{kk}} \tag{3.34}$$

O c.c. Fase-Fase (F-F) identifica-se pelo valor nulo da corrente homopolar, à semelhança do c.c. Trifásico Simétrico. As correntes direta e inversa são simétricas sendo estas obtidas através da fórmula 3.35 [1].

$$\underline{I}_d = -\underline{I}_i = \frac{\underline{V}_f}{\underline{Z}^d_{kk} + \underline{Z}^i_{kk} + \underline{Z}_{cc}} \tag{3.35}$$

Por último o c.c. Fase-Fase-Terra (F-F-T) é representado pelo conjunto de equações 3.36, 3.37 e 3.38 apresentadas imediatamente [1].

$$\underline{I}_d = \frac{(\underline{Z}_i + \underline{Z}_0)\underline{V}_f}{\underline{Z}_d\underline{Z}_i + \underline{Z}_i\underline{Z}_0 + \underline{Z}_d\underline{Z}_0} \tag{3.36}$$

$$\underline{I}_i = \frac{-\underline{Z}_0\underline{V}_f}{\underline{Z}_d\underline{Z}_i + \underline{Z}_i\underline{Z}_0 + \underline{Z}_d\underline{Z}_0} \tag{3.37}$$

$$\underline{I}_0 = \frac{-\underline{Z}_i\underline{V}_f}{\underline{Z}_d\underline{Z}_i + \underline{Z}_i\underline{Z}_0 + \underline{Z}_d\underline{Z}_0} \tag{3.38}$$

Como mencionado anteriormente, o objeto de estudo centra-se na corrente homopolar. Desta forma, o estudo do comportamento da mesma só pode ser realizado considerando os curto-ciruitos F-T e F-F-T. Simulando a ocorrência de um c.c. num barramento do circuito elétrico e obtidos os valores das tensões pós-defeito e componentes simétricas, é possível dar seguimento ao algoritmo de cálculo, obtendo as correntes pós-defeito nas linhas e compreender o valor da impedância homopolar, associado ao regime de neutro impedante, a dimensionar no barramento de referência da subestação de MT.

### 3.2.4 Tensões pós-defeito das componentes simétricas nos barramentos

O Teorema de Thévenin continua a aplicar-se em cada um dos circuitos direto, inverso e homopolar. Assim sendo, o equivalente de Thévenin para cada um destes circuitos, visto de um nó do sistema, é composto pela tensão em circuito aberto em série com a impedância equivalente, que é dada pelo valor da diagonal principal da matriz de impedâncias nodais da respetiva rede. As tensões em circuito aberto correspondem às tensões pré-defeito, isto é, $\underline{V}_f$. Admite-se que o sistema nessa condição opera normalmente e, portanto, as tensões e correntes existentes são apenas não nulas na sua componente direta, considerando-se as forças eletromotrizes dos geradores [1].

Se $\underline{V}_f$ for a tensão direta de Thévenin de pré-defeito num determinado nó e $\underline{Z}_d$, $\underline{Z}_i$, $\underline{Z}_o$ as impedâncias de Thévenin (dadas pelos elementos das diagonais principais das matrizes de impedências nodais), as tensões em componentes simétricas que vão aparecer em função das correntes de defeito em componentes simétricas serão dadas pela fórmula 3.39,

exposta em seguida [1].

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_d \\ \underline{V}_i \\ \underline{V}_o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{V}_f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \underline{Z}_d & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_i & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_o \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_d \\ \underline{I}_i \\ \underline{I}_o \end{bmatrix} \tag{3.39}$$

A aplicação da transformação em componentes simétricas evidencia o desacoplamento entre os três sistemas pela razão da matriz transformada das impedâncias ser diagonal, o que leva ao cálculo separadamente sem interferências dos restantes [1]. Assim, a fórmula 3.39 apresentada anteriormente pode vir a ser simplificada resultando nas equações 3.40, 3.41 e 3.42, seguidamente apresentadas [1].

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1^d \\ \cdots \\ \underline{V}_k^d \\ \cdots \\ \underline{V}_n^d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{V}_1^f \\ \cdots \\ \underline{V}_k^f \\ \cdots \\ \underline{V}_n^f \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{1k}^d \\ \cdots \\ Z_{kk}^d \\ \cdots \\ Z_{nk}^d \end{bmatrix} (-I_d) \tag{3.40}$$

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1^i \\ \cdots \\ \underline{V}_k^i \\ \cdots \\ \underline{V}_n^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{1k}^i \\ \cdots \\ Z_{kk}^i \\ \cdots \\ Z_{nk}^i \end{bmatrix} (-I_i) \tag{3.41}$$

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1^o \\ \cdots \\ \underline{V}_k^o \\ \cdots \\ \underline{V}_n^o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{1k}^o \\ \cdots \\ Z_{kk}^o \\ \cdots \\ Z_{nk}^o \end{bmatrix} (-I_o) \tag{3.42}$$

O desacoplamento de circuitos resultantes da aplicação da transformação em componentes simétricas verifica-se, não só para elementos girantes como geradores e transformadores, mas também ao nível de elementos estáticos bilaterias, isto é, nas linhas [1]. Note-se ainda que foi assumido que a rede está em vazio antes da ocorrência do c.c. e desta forma os valores das tensões pré-defeito nos barramentos, $\underline{V}_f$, tomam o valor de 1 p.u.

### 3.2.5 Correntes pós-defeito das componentes simétricas nas linhas

A última etapa deste procedimento de análise de curto-circuitos assimétricos acaba com o cálculo das correntes nas linhas. Para a sequência direta e inversa, a corrente é calculada pelo quociente entre a queda de tensão dos barramentos, na qual a linha está ligada, e a impedância da mesma linha, correspondendo às fórmulas 3.43 e 3.44 evidenciadas seguidamente [1].

$$\underline{I}_{1k}^{d} = \frac{\underline{V}_{1}^{d} - \underline{V}_{k}^{d}}{\underline{Z}_{1k}^{d}} \tag{3.43}$$

$$\underline{I}_{1k}^{i} = \frac{\underline{V}_{1}^{i} - \underline{V}_{k}^{i}}{\underline{Z}_{1k}^{i}} \tag{3.44}$$

Para o cálculo da corrente na sequência homopolar, recorre-se à aplicação direta da Lei de Kirchhoff, somando a corrente que passa pela impedância da linha e por metade do valor da impedância *shunt*, resultando na fórmula 3.45 [1].

$$\underline{I}_{1k}^{o} = \frac{\underline{V}_{1}^{o} - \underline{V}_{k}^{o}}{\underline{Z}_{1k}^{o}} + \frac{y_{sho}}{2} \times \underline{V}_{1}^{o} \tag{3.45}$$

Sabendo os valores das correntes pós-defeito das componentes simétricas nas linhas, com a especial atenção na corrente homopolar, $I_o$, consegue-se facilmente entender a contribuição desta corrente que circula na impedância homopolar, $Z_o$ associada ao regime de neutro impedante utilizado na subestação de MAT/MT em estudo, sendo os resultados obtidos apresentados no capítulo 4.

# Capítulo 4

# Dimensionamento de Impedâncias de Neutro

A apresentação de todos os parâmetros que constituem a rede, devidamente convertidos no sistema por unidade evidenciado na secção 3.1, permitiu desenvolver o procedimento de cálculo de curto-circuitos assimétricos, abordado na secção 3.2 com o intuito de obter os valores das correntes pós-defeito das componentes direta, inversa e homopolar nos ramos. Não houve necessidade de fazer um estudo pormenorizado de todos os ramos do sistema, uma vez que a impedância de neutro que se pretende dimensionar faz-se ligar no barramento principal da subestação MAT/MT e apenas surge na sequência homopolar do sistema. Assim, justifica-se a obtenção dos valores das correntes pós-defeito das componentes simétricas nas linhas $L1$, $L2$, $L4$, $L5$, $L11$ e $L22$, apresentadas nos casos de estudo seguidamente abordados.

Atendendo à informação mencionada anteriormente, apenas faz sentido serem considerados como casos de estudo a ocorrência de curto-circuitos fase-terra (F-T) e fase-fase-terra (F-F-T), uma vez que a componente da corrente homopolar é diferente de zero. É de salientar ainda que para a obtenção das componentes simétricas de intensidade de corrente ($I_d$, $I_i$, $I_o$), detalhadas na secção 3.2.3 e na posterior execução das tensões pós-defeito das componentes simétricas nos barramentos, pormenorizadas na secção 3.2.4, foi necessário arbitrar um determinado curto-circuito num barramento da rede, conferindo valores às variáveis $Z^d_{kk}$, $Z^i_{kk}$ e $Z^o_{kk}$. Estas variáveis são facilmente percetíveis após a obtenção da matriz de impedâncias nodais, descrita na secção 3.2.2, correspondendo ao número da coluna do barramento arbitrado como curto-circuito e consequentemente torna possível a aplicação das fórmulas 3.33, 3.36, 3.37, 3.38, 3.40, 3.41 e 3.42. Desta forma, foram considerados dois curto-circuitos, um no barramento 2 (B2) e outro no barramento 3 (B3), visíveis na Figura 4.1, com o intuito de demonstrar o comportamento das correntes em situações

distintas e em várias regiões da rede elétrica em estudo.

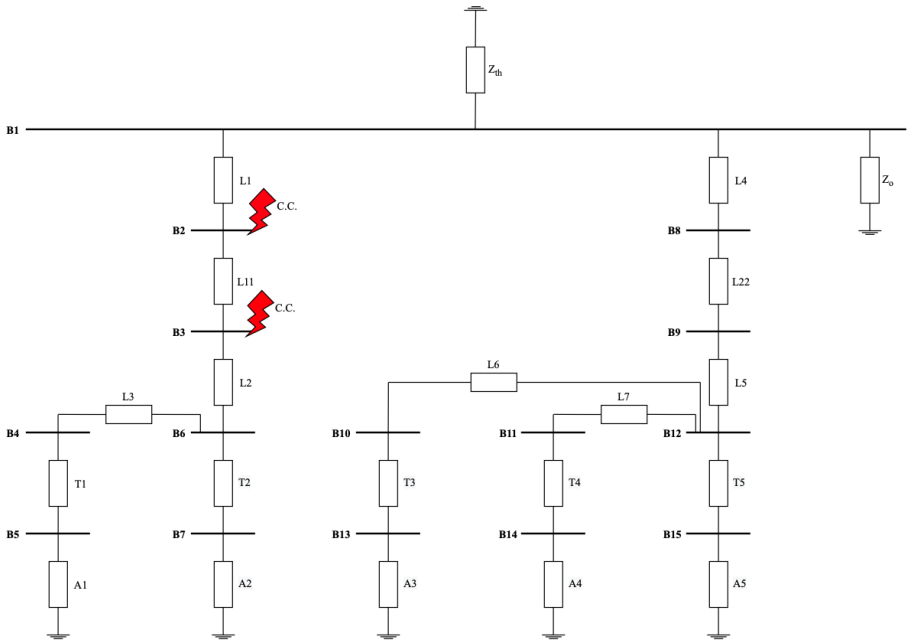



Figura 4.1: Identificação dos curto-circuitos no esquema unifilar da rede em estudo

Relativamente ao valor da impedância de neutro, foi apenas considerada com a contribuição resistiva. Esta variável consta no algoritmo desenvolvido no sistema computacional *MATLAB*, mais precisamente na matriz de impedâncias nodais, tendo sido incrementada iterativamente com diversos valores, tais como infinito ($\infty$), 50 $\Omega$, 150 $\Omega$ e 200 $\Omega$. Nas secções 4.1 e 4.2 serão apresentados os diversos casos de estudo e os respetivos resultados provenientes da análise de curto-circuitos assimétricos, levando à comparação e conclusão de algumas considerações de relevância que justificam a veracidade dos resultados obtidos.

## 4.1 Curto-circuito fase-terra (F-T)

Na ocorrência de um curto-circuito fase-terra, considerando um curto-circuito no barramento 2 iniciou-se o procedimento de cálculo detalhado na secção 3.2. Salienta-se a particularidade da construção da matriz de impedâncias nodais, que consta a impedância equivalente da rede de 400 kV, devidamente calculada na secção 3.1.6 e para os valores das componentes simétricas de intensidade de corrente ($I_d$, $I_i$ e $I_o$) para o presente caso de estudo, isto é, na ocorrência de um defeito fase-terra.

Nas Tabelas 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4 são apresentados os valores das correntes pós-defeito nas linhas de maior interesse, em ampere, na ocorrência de um c.c. no barramento 2 para diversos valores arbitrados de impedância de neutro.

Tabela 4.1: Correntes pós-defeito com c.c. no B2 e $Z_o$=200 Ω

| | **Correntes pós-defeito nas linhas em [A]** | | |
|---|---|---|---|
| | **Componente direta (d)** | **Componente inversa (i)** | **Componente homopolar (o)** |
| $I_{1-2}$ | 2722,63 ∠-78,18° | 2722,63 ∠-78,18° | 1954,76 ∠-77,18° |
| $I_{2-3}$ | 519,75 ∠106,30° | 519,75 ∠106,30° | 1286,39 ∠102,10° |
| $I_{3-6}$ | 519,75 ∠106,30° | 519,75 ∠106,30° | 1286,59 ∠102,10° |
| $I_{1-8}$ | 771,42 ∠108,10° | 771,42 ∠108,10° | 1944,11 ∠101,64° |
| $I_{8-9}$ | 771,42 ∠108,10° | 771,43 ∠108,10° | 1944,19 ∠101,64° |
| $I_{9-12}$ | 771,41 ∠108,10° | 771,41 ∠108,10° | 1944,40 ∠101,64° |

Tabela 4.2: Correntes pós-defeito com c.c. no B2 e $Z_o$=150 Ω

| | **Correntes pós-defeito nas linhas em [A]** | | |
|---|---|---|---|
| | **Componente direta (d)** | **Componente inversa (i)** | **Componente homopolar (o)** |
| $I_{1-2}$ | 2724,36 ∠-78,07° | 2724,36 ∠-78,07° | 1957,47 ∠-76,91° |
| $I_{2-3}$ | 520,08 ∠106,42° | 520,08 ∠106,42° | 1285,90 ∠101,98° |
| $I_{3-6}$ | 520,08 ∠106,42° | 520,08 ∠106,42° | 1286,10 ∠101,98° |
| $I_{1-8}$ | 771,92 ∠108,21° | 771,92 ∠108,21° | 1943,03 ∠101,52° |
| $I_{8-9}$ | 771,92 ∠108,21° | 771,92 ∠108,21° | 1943,12 ∠101,52° |
| $I_{9-12}$ | 771,91 ∠108,21° | 771,91 ∠108,21° | 1943,33 ∠101,52° |

Tabela 4.3: Correntes pós-defeito com c.c. no B2 e $Z_o$=50 Ω

| | **Correntes pós-defeito nas linhas em [A]** | | |
|---|---|---|---|
| | **Componente direta (d)** | **Componente inversa (i)** | **Componente homopolar (o)** |
| $I_{1-2}$ | 2739,37 ∠-77,19° | 2739,37 ∠-77,19° | 1981,40 ∠-74,84° |
| $I_{2-3}$ | 522,95 ∠107,29° | 522,95 ∠107,29° | 1281,63 ∠101,00° |
| $I_{3-6}$ | 522,95 ∠107,29° | 522,95 ∠107,29° | 1281,92 ∠101,00° |
| $I_{1-8}$ | 776,16 ∠109,09° | 776,16 ∠109,09° | 1933,94 ∠100,52° |
| $I_{8-9}$ | 776,16 ∠109,09° | 776,17 ∠109,09° | 1934,02 ∠100,52° |
| $I_{9-12}$ | 776,16 ∠109,09° | 776,16 ∠109,09° | 1934,23 ∠100,52° |

Tabela 4.4: Correntes pós-defeito com c.c. no B2 e $Z_o$=∞ Ω

| | **Correntes pós-defeito nas linhas em [A]** | | |
|---|---|---|---|
| | **Componente direta (d)** | **Componente inversa (i)** | **Componente homopolar (o)** |
| $I_{1-2}$ | 2717,59 ∠-78,52° | 2717,59 ∠-78,52° | 1947,29 ∠-77,98° |
| $I_{2-3}$ | 518,79 ∠105,97° | 518,79 ∠105,97° | 1287,81 ∠102,48° |
| $I_{3-6}$ | 518,80 ∠105,97° | 518,80 ∠105,97° | 1288,10 ∠102,47° |
| $I_{1-8}$ | 770,00 ∠107,77° | 770,00 ∠107,77° | 1947,29 ∠102,02° |
| $I_{8-9}$ | 770,00 ∠107,77° | 770,02 ∠107,76° | 1947,38 ∠102,02° |
| $I_{9-12}$ | 770,00 ∠107,77° | 770,00 ∠107,77° | 1947,58 ∠102,02° |

Seguidamente foi realizado o mesmo procedimento de cálculo, desta vez considerando um curto-circuito no barramento 3, resultando nos valores das correntes pós-defeito nas linhas, em ampere, apresentados nas Tabelas 4.5, 4.6, 4.7 e 4.8.

Tabela 4.5: Correntes pós-defeito com c.c. no B3 e $Z_o$=200 Ω

| | **Correntes pós-defeito nas linhas em [A]** | | |
|---|---|---|---|
| | **Componente direta (d)** | **Componente inversa (i)** | **Componente homopolar (o)** |
| $I_{1-2}$ | 2329,53 ∠-76,71° | 2329,53 ∠-76,71° | 1644,35 ∠-75,78° |
| $I_{2-3}$ | 2329,53 ∠-76,71° | 2329,53 ∠-76,71° | 1644,35 ∠-75,78° |
| $I_{3-6}$ | 583,99 ∠104,55° | 583,99 ∠104,55° | 1269,55 ∠102,68° |
| $I_{1-8}$ | 660,04 ∠109,58° | 660,04 ∠109,58° | 1635,34 ∠103,03° |
| $I_{8-9}$ | 660,04 ∠109,58° | 660,04 ∠109,58° | 1635,34 ∠103,03° |
| $I_{9-12}$ | 660,03 ∠109,58° | 660,03 ∠109,58° | 1635,63 ∠103,03° |

Tabela 4.6: Correntes pós-defeito com c.c. no B3 e $Z_o$=150 Ω

| | **Correntes pós-defeito nas linhas em [A]** | | |
|---|---|---|---|
| | **Componente direta (d)** | **Componente inversa (i)** | **Componente homopolar (o)** |
| $I_{1-2}$ | 2330,59 ∠-76,62° | 2330,59 ∠-76,62° | 1646,24 ∠-75,54° |
| $I_{2-3}$ | 2330,59 ∠-76,62° | 2330,59 ∠-76,62° | 1646,24 ∠-75,54° |
| $I_{3-6}$ | 584,26 ∠104,64° | 584,26 ∠104,64° | 1269,09 ∠102,56° |
| $I_{1-8}$ | 660,34 ∠109,67° | 660,34 ∠109,67° | 1634,16 ∠102,89° |
| $I_{8-9}$ | 660,34 ∠109,67° | 660,34 ∠109,67° | 1634,16 ∠102,89° |
| $I_{9-12}$ | 660,33 ∠109,67° | 660,33 ∠109,67° | 1634,35 ∠102,88° |

Tabela 4.7: Correntes pós-defeito com c.c. no B3 e $Z_o$=50 Ω

| | **Correntes pós-defeito nas linhas em [A]** | | |
|---|---|---|---|
| | **Componente direta (d)** | **Componente inversa (i)** | **Componente homopolar (o)** |
| $I_{1-2}$ | 2339,81 ∠-75,92° | 2339,81 ∠-75,92° | 1663,90 ∠-73,65° |
| $I_{2-3}$ | 2339,81 ∠-75,92° | 2339,81 ∠-75,92° | 1663,90 ∠-73,65° |
| $I_{3-6}$ | 586,58 ∠105,33° | 586,58 ∠105,33° | 1265,06 ∠101,67° |
| $I_{1-8}$ | 662,96 ∠110,36° | 662,96 ∠110,36° | 1624,01 ∠101,71° |
| $I_{8-9}$ | 662,96 ∠110,36° | 662,96 ∠110,36° | 1624,11 ∠101,71° |
| $I_{9-12}$ | 662,96 ∠110,36° | 662,96 ∠110,36° | 1624,30 ∠101,71° |

Tabela 4.8: Correntes pós-defeito com c.c. no B3 e $Z_o$=∞ Ω

| | **Correntes pós-defeito nas linhas em [A]** | | |
|---|---|---|---|
| | **Componente direta (d)** | **Componente inversa (i)** | **Componente homopolar (o)** |
| $I_{1-2}$ | 2326,47 ∠-76,97° | 2326,47 ∠-76,97° | 1638,95 ∠-76,52° |
| $I_{2-3}$ | 2326,47 ∠-76,97° | 2326,47 ∠-76,97° | 1638,95 ∠-76,52° |
| $I_{3-6}$ | 583,23 ∠104,28° | 583,23 ∠104,28° | 1270,95 ∠103,02° |
| $I_{1-8}$ | 659,17 ∠109,31° | 659,17 ∠109,31° | 1638,95 ∠103,48° |
| $I_{8-9}$ | 659,17 ∠109,31° | 659,17 ∠109,31° | 1638,95 ∠103,48° |
| $I_{9-12}$ | 659,17 ∠109,31° | 659,17 ∠109,31° | 1639,24 ∠103,48° |

O conjunto de resultados apresentados anteriormente, provenientes da execução do procedimento matemático da análise de curto-circuitos assimétricos, é bastante intuitivo e eficaz na ilação do comportamento das correntes nas diversas zonas da rede elétrica. Chama-se à atenção para os valores das correntes pós-defeito das componentes direta e inversa que são iguais para todas as linhas, sendo uma característica de um defeito fase-terra, detalhado na secção 3.2.3.

Quando se arbitra um curto-circuito no barramento 2, é expectável que o valor da corrente $I_{1-2}$, isto é, a corrente do cabo subterrâneo entre o barramento 1 e 2, seja mais elevada face às restantes correntes calculadas, situação que se verificou. Este comportamento é idêntico quando se atribui o c.c. no barramento 3. À medida que se afasta do barramento 2, ou seja, no sentido a jusante da rede, os valores das correntes tendem a diminuir, o que facilmente se comprova pelo facto do valor de $I_{1-2}$ ser relativamente maior que $I_{3-6}$.

Comparando os valores obtidos da atribuição de um c.c. no barramento 2 com os valores obtidos considerando um c.c. no barramento 3, é naturalmente visível uma diminuição dos mesmos, situação esta expectável e facilmente justificável pela configuração radial da rede.

Relativamente aos valores da impedância de neutro atribuídas, depreendeu-se que à medida que se aumenta o seu valor, a corrente nas linhas diminui. De facto, esta situação

é justificada pela presença da impedância e esta ser puramente resistiva, conferindo a função de uma resistência num determinado sistema elétrico que é limitar o fluxo de cargas elétricas.

## 4.2 Curto-circuito fase-fase-terra (F-F-T)

Para este caso de estudo, na ocorrência de um curto-circuito fase-fase-terra, a obtenção de resultados vai de acordo com o procedimento e considerações efetuadas no caso mencionado anteriormente. Chama-se à atenção para a corrente de defeito F-F-T ser diferente levando a um valor da impedância da rede de 400 kV, diferente ao caso anterior, situação detalhada na secção 3.1.6. Os valores das componentes simétricas de intensidade de corrente ($I_d$, $I_i$ e $I_o$) seguem as fórmulas 3.36, 3.37 e 3.38, devidamente descritas na secção 3.2.3.

Nas Tabelas 4.9, 4.10, 4.11 e 4.12 são apresentados os valores das correntes pós-defeito nas linhas de maior interesse, em ampere, na ocorrência de um c.c. no barramento 2 para diversos valores arbitrados de impedância de neutro, seguindo o algoritmo desenvolvido no sistema computacional *MATLAB*.

Tabela 4.9: Correntes pós-defeito com c.c. no B2 e $Z_o$=200 Ω

| | **Correntes pós-defeito nas linhas em [A]** | | |
|---|---|---|---|
| | **Componente direta (d)** | **Componente inversa (i)** | **Componente homopolar (o)** |
| $I_{1-2}$ | 6363,60 ∠-80,84° | 4156,66 ∠96,46° | 1594,09 ∠105,22° |
| $I_{2-3}$ | 1214,99 ∠103,60° | 793,59 ∠-79,10° | 1048,99 ∠-75,50° |
| $I_{3-6}$ | 1214,99 ∠103,60° | 793,59 ∠-79,10° | 1049,18 ∠-75,51° |
| $I_{1-8}$ | 1803,15 ∠105,40° | 1177,82 ∠-77,30° | 1585,43 ∠-75,96° |
| $I_{8-9}$ | 1803,15 ∠105,40° | 1177,81 ∠-77,30° | 1585,42 ∠-75,97° |
| $I_{9-12}$ | 1803,15 ∠105,40° | 1177,82 ∠-77,30° | 1585,62 ∠-75,97° |

Tabela 4.10: Correntes pós-defeito com c.c. no B2 e $Z_o$=150 Ω

| | **Correntes pós-defeito nas linhas em [A]** | | |
|---|---|---|---|
| | **Componente direta (d)** | **Componente inversa (i)** | **Componente homopolar (o)** |
| $I_{1-2}$ | 6364,29 ∠-80,81° | 4156,15 ∠96,41° | 1596,68 ∠105,55° |
| $I_{2-3}$ | 1215,05 ∠103,64° | 793,49 ∠-79,15° | 1048,85 ∠-75,56° |
| $I_{3-6}$ | 1215,06 ∠103,64° | 793,49 ∠-79,15° | 1049,05 ∠-75,56° |
| $I_{1-8}$ | 1803,33 ∠105,43° | 1177,69 ∠-77,35° | 1584,97 ∠-76,02° |
| $I_{8-9}$ | 1803,33 ∠105,43° | 1177,68 ∠-77,35° | 1584,96 ∠-76,02° |
| $I_{9-12}$ | 1803,33 ∠105,43° | 1177,69 ∠-77,35° | 1585,16 ∠-76,02° |

Tabela 4.11: Correntes pós-defeito com c.c. no B2 e $Z_o$=50 Ω

| | **Correntes pós-defeito nas linhas em [A]** | | |
|---|---|---|---|
| | **Componente direta (d)** | **Componente inversa (i)** | **Componente homopolar (o)** |
| $I_{1-2}$ | 6370,08 ∠-80,55° | 4152,05 ∠96,00° | 1619,91 ∠108,21° |
| $I_{2-3}$ | 1216,21 ∠103,90° | 792,70 ∠-79,55° | 1047,80 ∠-75,96° |
| $I_{3-6}$ | 1216,21 ∠103,90° | 792,70 ∠-79,55° | 1048,09 ∠-75,96° |
| $I_{1-8}$ | 1805,00 ∠105,70° | 1176,47 ∠-77,75° | 1581,13 ∠-76,43° |
| $I_{8-9}$ | 1805,00 ∠105,70° | 1176,46 ∠-77,76° | 1581,21 ∠-76,43° |
| $I_{9-12}$ | 1805,00 ∠105,70° | 1176,47 ∠-77,76° | 1581,42 ∠-76,43° |

Tabela 4.12: Correntes pós-defeito com c.c. no B2 e $Z_o$=∞ Ω

| | **Correntes pós-defeito nas linhas em [A]** | | |
|---|---|---|---|
| | **Componente direta (d)** | **Componente inversa (i)** | **Componente homopolar (o)** |
| $I_{1-2}$ | 2717,59 ∠-78,52° | 2717,59 ∠-78,52° | 1947,29 ∠-77,98° |
| $I_{2-3}$ | 518,79 ∠105,97° | 518,79 ∠105,97° | 1287,81 ∠102,48° |
| $I_{3-6}$ | 518,80 ∠105,97° | 518,80 ∠105,97° | 1288,01 ∠102,47° |
| $I_{1-8}$ | 772,79 ∠108,40° | 772,79 ∠108,40° | 1947,29 ∠102,02° |
| $I_{8-9}$ | 772,79 ∠108,40° | 772,81 ∠108,40° | 1947,38 ∠102,02° |
| $I_{9-12}$ | 772,79 ∠108,40° | 769,39 ∠107,62° | 1947,58 ∠102,02° |

Dando continuidade à apresentação de resultados, seguidamente foi realizado o mesmo procedimento de cálculo, desta vez considerando um curto-circuito no barramento 3, resultando nos valores das correntes pós-defeito nas linhas, em ampere, apresentados nas Tabelas 4.13, 4.14, 4.15 e 4.16.

Tabela 4.13: Correntes pós-defeito com c.c. no B3 e $Z_o$=200 Ω

| | **Correntes pós-defeito nas linhas em [A]** | | |
|---|---|---|---|
| | **Componente direta (d)** | **Componente inversa (i)** | **Componente homopolar (o)** |
| $I_{1-2}$ | 2329,53 ∠-76,71° | 2329,53 ∠-76,71° | 1644,35 ∠-75,78° |
| $I_{2-3}$ | 2329,53 ∠-76,71° | 2329,53 ∠-76,71° | 1644,35 ∠-75,78° |
| $I_{3-6}$ | 583,99 ∠104,55° | 583,99 ∠104,55° | 1269,55 ∠102,68° |
| $I_{1-8}$ | 660,04 ∠109,58° | 660,04 ∠109,58° | 1635,34 ∠103,03° |
| $I_{8-9}$ | 660,04 ∠109,58° | 660,04 ∠109,58° | 1635,34 ∠103,03° |
| $I_{9-12}$ | 660,03 ∠109,58° | 660,03 ∠109,58° | 1635,63 ∠103,03° |

Tabela 4.14: Correntes pós-defeito com c.c. no B3 e $Z_o$=150 Ω

| | **Correntes pós-defeito nas linhas em [A]** | | |
|---|---|---|---|
| | **Componente direta (d)** | **Componente inversa (i)** | **Componente homopolar (o)** |
| $I_{1-2}$ | 2330,59 ∠-76,62° | 2330,59 ∠-76,62° | 1646,24 ∠-75,54° |
| $I_{2-3}$ | 2330,59 ∠-76,62° | 2330,59 ∠-76,62° | 1646,24 ∠-75,54° |
| $I_{3-6}$ | 584,26 ∠104,64° | 584,26 ∠104,64° | 1269,09 ∠102,56° |
| $I_{1-8}$ | 660,34 ∠109,67° | 660,34 ∠109,67° | 1634,16 ∠102,89° |
| $I_{8-9}$ | 660,34 ∠109,67° | 660,34 ∠109,67° | 1634,16 ∠102,89° |
| $I_{9-12}$ | 660,33 ∠109,67° | 660,33 ∠109,67° | 1634,35 ∠102,88° |

Tabela 4.15: Correntes pós-defeito com c.c. no B3 e $Z_o$=50 Ω

| | **Correntes pós-defeito nas linhas em [A]** | | |
|---|---|---|---|
| | **Componente direta (d)** | **Componente inversa (i)** | **Componente homopolar (o)** |
| $I_{1-2}$ | 2339,80 ∠-75,92° | 2339,80 ∠-75,92° | 1663,90 ∠-73,65° |
| $I_{2-3}$ | 2339,80 ∠-75,92° | 2339,80 ∠-75,92° | 1663,90 ∠-73,65° |
| $I_{3-6}$ | 586,58 ∠105,33° | 586,58 ∠105,33° | 1265,06 ∠101,67° |
| $I_{1-8}$ | 662,96 ∠110,36° | 662,96 ∠110,36° | 1624,01 ∠101,71° |
| $I_{8-9}$ | 662,96 ∠110,36° | 662,96 ∠110,36° | 1624,11 ∠101,71° |
| $I_{9-12}$ | 662,96 ∠110,36° | 662,96 ∠110,36° | 1624,30 ∠101,71° |

Tabela 4.16: Correntes pós-defeito com c.c. no B3 e $Z_o$=∞ Ω

| | **Correntes pós-defeito nas linhas em [A]** | | |
|---|---|---|---|
| | **Componente direta (d)** | **Componente inversa (i)** | **Componente homopolar (o)** |
| $I_{1-2}$ | 2326,47 ∠-76,97° | 2326,47 ∠-76,97° | 1638,95 ∠-76,52° |
| $I_{2-3}$ | 2326,47 ∠-76,97° | 2326,47 ∠-76,97° | 1638,95 ∠-76,52° |
| $I_{3-6}$ | 583,23 ∠104,28° | 583,23 ∠104,28° | 1270,95 ∠103,02° |
| $I_{1-8}$ | 659,17 ∠109,31° | 659,17 ∠109,31° | 1638,95 ∠103,48° |
| $I_{8-9}$ | 659,17 ∠109,31° | 659,17 ∠109,31° | 1638,95 ∠103,48° |
| $I_{9-12}$ | 659,17 ∠109,31° | 659,17 ∠109,31° | 1639,24 ∠103,48° |

À semelhança do caso anterior, quando se arbitra um curto-circuito no barramento 2, o valor da corrente $I_{1-2}$, isto é, a corrente do cabo subterrâneo entre o barramento 1 e 2, é muito mais elevada face às restantes correntes calculadas, essencialmente na componente direta da corrente. Este comportamento é idêntico quando se atribui o c.c. no barramento 3. À medida que se afasta do barramento 2, ou seja, no sentido a jusante da rede, seria de esperar uma tendência dos valores das correntes a diminuir, situação esta que se verificou.

Comparando os valores obtidos da atribuição de um c.c. no barramento 2 com os valores obtidos considerando um c.c. no barramento 3, é visível uma diminuição da corrente em algumas linhas da rede, mais concretamente em $I_{1-8}$, $I_{8-9}$ e $I_{9-12}$, o que vai em conformidade com o caso de estudo anterior.

Relativamente aos valores da impedância de neutro atribuídas, depreende-se a mesma conclusão que no caso anterior, isto é, à medida que se aumenta o seu valor da resistência, a corrente nas linhas diminui. Este comportamento é justificado pela presença da impedância e esta ser puramente resistiva, conferindo a função de uma resistência num determinado sistema elétrico, limitar o fluxo de cargas elétricas.

# Capítulo 5

# Conclusões e Trabalho Futuro

## 5.1 Conclusões

A presente dissertação teve como objetivo a descrição dos diversos regimes de neutro a serem adotados pelas empresas e operadoras da rede de distribuição, na média tensão, e consequente apresentação das suas vantagens e desvantagens. É muito importante a abordagem dos regimes de neutro uma vez que fazem parte do estudo do plano de proteções de um sistema elétrico trifásico, conferindo a sua principal função de reduzir as correntes de fuga à terra. Independentemente da escolha e aplicação de um dos regimes de neutro numa subestação MAT/MT ou AT/MT, é impossível satisfazer em simultâneo os problemas comuns a que a rede elétrica está sujeita, mais precisamente as sobretensões transitórias e sobreintensidades. Assim sendo, o neutro ligado à terra por uma impedância é a solução intermédia e mais vantajosa a considerar nas subestações de MT, justificando a sua abordagem para o dimensionamento utilizando um exemplo descrito e detalhado nos capítulos 3 e 4.

A *CJR Renewables* dimensiona uma impedância de neutro, de acordo com os valores apresentados no documento "DMA-C52-300/N"[27] da empresa *EDP Distribuição*, entidade encarregue de gerir a rede de distribuição de eletricidade em Portugal Continental, em regime de concessão. Curiosamente desde o dia 29 de janeiro de 2021, a *EDP Distribuição* passou a chamar-se *E-REDES*. Neste documento, são apresentadas características e ensaios a considerar no dimensionamento de reatâncias de neutro. Na Tabela 5.1, são apresentados os valores da impedância homopolar para 10 kV, 15 kV e 30 kV correspondentes às gamas de tensões na média tensão em Portugal.

Tabela 5.1: Impedância homopolar $Z_o$, em Ohms [Ω]

| | Un [kV] | 10 kV | 15 kV | 30 kV |
|---|---|---|---|---|
| $3 \times I_o$ | 300 A | 58 | 87 | 174 |
| | 1000 A | 17,3 | 26 | 52 |

A ligação do neutro à terra tem o papel de limitar as correntes de curto-circuito fase-terra a 300 A em redes aéreas e mistas, e a 1000 A em redes subterrâneas [27]. O valor da impedância homopolar é dada em função da tensão nominal e da corrente homopolar pela fórmula 5.1, apresentada em seguida.

$$Z_o = \frac{U_n}{\sqrt{3} \times I_o} \quad [\Omega] \tag{5.1}$$

Pela combinação dos valores apresentados na Tabela 5.1 e com a fórmula anterior é intuitivo entender que o valor da corrente homopolar, $I_o$, é 100 A. O procedimento de cálculo de curto-circuitos assimétricos, apresentado na secção 3.2, teve como objetivo tentar entender a razão da utilização deste valor estipulado de corrente homopolar. As correntes pós-defeito nos ramos em diversos casos de estudo, apresentadas no capítulo 4, de uma forma geral foram conclusivos no que diz respeito ao comportamento das correntes em diversas zonas da rede em estudo. No entanto, estes valores não estão em conformidade com o valor da corrente homopolar, de 100 A, estipulada pela E-REDES. A razão desta discrepância de valores pode ser justificada devido à utilização de valores fictícios de diversos parâmetros do sistema e de certas simplificações realizadas no interior da subestação MAT/MT, de forma a facilitar o procedimento de cálculo e introdução de parâmetros no algoritmo efetuado no sistema computacional *MATLAB*.

## 5.2 Trabalho Futuro

O trabalho desenvolvido nesta dissertação não pode ser dado como concluído. Existe uma clara evidência que as correntes pós-defeito das componentes simétricas obtidas através do cálculo de curto-circuitos assimétricos, nomeadamente as componentes homopolares, não estão em conformidade com a corrente homopolar estipulada pela empresa E-REDES, sendo este valor de base para o respetivo dimensionamento de impedâncias de neutro utilizado pela empresa CJR Renewables.

Salienta-se que, neste caso de estudo, os circuitos nº3 e nº4 do parque eólico abordado foram desprezados, bem como as contribuições do parque solar, do banco de condensadores, do sistema de armazenamento de energia e do transformador de serviços auxiliares,

visível nas Figuras 3.1 e 3.2 apresentadas na secção 3.1, com o intuito de descomplicar o procedimento de cálculo executado, uma vez que tornavam o processo matemático extremamente complexo. Como trabalho futuro deverão ser considerados todas as contribuições mencionadas anteriormente, dando uma abordagem global do comportamento da corrente homopolar de todos os parâmetros que constituem e se fazem ligar à subestação MAT/MT, bem como a utilização de um software capaz de analisar curto-circuitos assimétricos de forma a complementar a validação de resultados obtidos.

Referencia-se também que algumas características dos parâmetros da rede, tais como os aerogeradores, os transformadores, os cabos subterrâneos e as linhas aéreas, foram arbitradas e dimensionadas e não correspondem à situação verídica do caso específico. Será necessário para futuro obter informação adicional, mais concretamente dados relativos à especificação da cablagem utilizada (linhas aéreas e cabos subterrâneos), reatância de fugas dos transformadores que estão acoplados aos aerogedaores e respetivas potências aparentes, a distância entre as fases e a altura a que os apoios se encontram em relação ao solo. De forma a combater esta situação de falta de informação que estava fora do meu alcance, foi realizada uma pesquisa e respetiva utilização de características de certos componentes existentes no mercado atual.

Acredita-se que a utilização de parâmetros o mais próximo possível da realidade possa vir a fazer a diferença e depreender um valor de corrente homopolar coerente e próximo dos 100 A. Naturalmente que, após a obtenção de correntes coerentes o dimensionamento da impedância de neutro é um processo fidedigno e realmente exequível.

# Referências


[1] Vladimiro Miranda. Centros de Controlo - Especificação Técnica da Reactância de Neutro, Janeiro 2019.

[2] Schneider Electric. Proteção de redes elétricas, Guia de proteção, Abril 2008. https://www.se.com/br/pt/download/document/Guia+de+Proteç~ao+de+redes+elétricas/.

[3] CJR Renewables. Esquema unifilar simplificado da subestação 400/30 kV - Desenho nº CJR180744.P.CD.D.E.012101, Março 2021.

[4] CJR Renewables. Esquema unifilar do parque eólico Morgavél - Desenho nº CJR180744.W.CD.D.E.032001, Março 2021.

[5] United Nations. The Sustainable Development Goals Report, 2021. https://unstats.un.org/sdgs/report/2021/The-Sustainable-Development-Goals-Report-2021.pdf.

[6] Manuel Bolotinha. Distribuição de Energia Eléctrica em Média e Baixa Tensão – Manual | 2.a edição, 2019.

[7] EDP Distribuição. Manual de Ligações à rede elétrica de serviço público, 2018. https://www.e-redes.pt/sites/eredes/files/2019-02/EDPDistribui%C3%A7%C3%A3o_Manual_Ligacoes_Rede_2018_9%C2%AA_edi%C3%A7%C3%A3o.pdf.

[8] M. E. Almeida V. Fernão Pires Fernando M. Camilo, Rui Castro. Economic assessment of residential PV systems with self-consumption and storage in Portugal, 2017. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X173036758.

[9] Jornal Oficial da União Europeia. Diretiva 2012/27/UE do Parlamento Europeu e do Conselho de 25 de outubro de 2012, 2012. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012L0027&rid=1.

[10] Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética. Enquadramento, 2020. https://www.pnaee.pt/pnaee/#enquadramentopnaee.

[11] EFACEC and EDP Distribuição. Monitor BT Pilot Project: Combined voltage regulation approach for LV grids with PV Penetration, 2015. http://cired.net/publications/cired2015/papers/CIRED2015_0806_final.pdf.

[12] National Electrical Code. Draft of Proposed NFPA 70, 2011. https://www.nfpa.org/assets/files/AboutTheCodes/70/70-A2010-ROPDraft.pdf.

[13] Christophe Prévé. Protection of Electrical Networks, 2006.

[14] Didier Fulchiron. Basic selection of MV public distribution networks, Maio 2001. https://www.studiecd.dk/cahiers_techniques/Selection_of_MV_public_distribution_networks.pdf.

[15] Sheldon p. Kennedy Nehad El-Sherif. A Design Guide to Neutral Grounding of Industrial Power Systems, Paper no. pcic-2017-17, 2017. https://ieeexplore.ieee.org/document/8188734.

[16] Stephen E. Oti Uche C. Ogbuefi, Jude O. Onyishi. Effectiveness of Neutral Grounding on Power System Application, Junho 2020. https://ajbsr.net/data/uploads/3306.pdf.

[17] D. Griffel Y. Harmand V. Leitloff J.Bergeal. A new deal for safety and quality on MV networks, Outubro 1997. https://ieeexplore.ieee.org/document/634156.

[18] CJR Renewables. Parque Eólico de Morgavél, Subestação 400 kV, Abril 2021. Especificação Técnica da Reactância de Neutro.

[19] CJR Renewables. Projeto de Licenciamento - Memória Descritiva e Justificativa, Dezembro 2019. https://siaia.apambiente.pt/AIADOC/AIA3308/memoria.descritiva202021214436.pdf.

[20] Manuel António Matos. Sistema por unidade, 2003. https://paginas.fe.up.pt/~mam/sistemapu.pdf.

[21] Gamesa Renewable Energy. G128-5MW - Innovating for reliability. https://d3pcsg2wjq9izr.cloudfront.net/files/25679/download/446231/catalogo-g10x-45mw-eng.pdf.

[22] Gamesa Electric. PV 2X series – PV Stations, Plug Play MV Solutions, 2020. https://www.gamesaelectric.com/producto/pv-2x-series-pv-stations/.

[23] Universal Cable Berhad. XLPE Insulated Power Cables. http://www.ucable.com.my/images/products/UC%20XLPE%20Catalogue.pdf.

[24] Midal Cable Ltd. Aluminum conductors steel reiforced (ACSR). https://www.midalcable.com/sites/default/files/ACSR-metric.PDF.

[25] Redes Energéticas Nacionais. Valores previstos para as correntes de defeito no nível de tensão de 400kV da subestação de Sines, Maio 2020.

[26] Carlos Moreira. Análise de Curto-Circuitos Simétricos, 2009. https://paginas.fe.up.pt/~ee06226/images/bibliografia/17.pdf.

[27] EDP Distribuição. Reactâncias de neutro - Características e ensaios, Abril 2005. https://www.e-redes.pt/sites/edd/files/normative_docs/DMA-C52-300N.pdf.