

Frederico Branquinho Teixeira

*Estudo da Aplicação do Aterramento
Ressonante em Redes de Distribuição com
Ramais Monofásicos e Bifásicos*

Belo Horizonte

Março de 2012

Frederico Branquinho Teixeira

*Estudo da Aplicação do Aterramento
Ressonante em Redes de Distribuição com
Ramais Monofásicos e Bifásicos*

Plano de dissertação apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Engenharia de Potência

Linha de Pesquisa: Compatibilidade Eletromagnética e Qualidade de Energia.

Orientador:

Prof. Dr. José Osvaldo Saldanha Paulino

UFMG

Belo Horizonte

Março de 2012

Dissertação de Mestrado sob o título “*Estudo da Aplicação do Aterramento Ressonante em Redes de Distribuição com Ramais Monofásicos e Bifásicos*”, defendida por Frederico Branquinho Teixeira e aprovada em 23 de março de 2012, em Belo Horizonte, Minas Gerais, pela banca examinadora constituída pelos doutores:

Prof. Dr. José Osvaldo Saldanha Paulino
Departamento de Engenharia Elétrica - UFMG
Orientador

Prof. Dr. Ivan José da Silva Lopes
Departamento de Engenharia Elétrica - UFMG

Prof. Dr. Wallace do Couto Boaventura
Departamento de Engenharia Elétrica - UFMG

Luz e trevas, bendizei ao Senhor, louvai-O e exaltai-O eternamente!
Relâmpagos e nuvens, bendizei ao Senhor, louvai-O e exaltai-O eternamente!
(Daniel 3,72-73)

Dedico esta dissertação ao Imaculado Coração de Maria.

Agradecimentos

A Nosso Senhor Jesus Cristo e à Virgem Maria Senhora Nossa, na esperança de ter contribuído, mesmo que com muito pouco, para a maior glória de Deus.

A minha mãe Silvânia e a minha irmã Fernanda, pelo enorme amor e incentivo constante ao longo de toda minha vida.

A minha amada Natália, por estar sempre ao meu lado, me apoiando incondicionalmente.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica da UFMG, principalmente ao meu orientador, professor José Osvaldo Saldanha Paulino, para o qual é difícil definir a maior qualidade: se a sabedoria ou a generosidade; e ao coordenador do projeto, professor Eduardo Nohme Cardoso, que propiciou todo o suporte gerencial indispensável para a boa realização deste trabalho.

Aos colegas de laboratório, em especial: Daniel Lavall, Sérgio Lage e Alexander B. Lima, pela excelente convivência e também pelas sugestões e revisão do texto.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico e a CEMIG – Distribuição pelo apoio financeiro.

Resumo

A busca constante por melhores índices de qualidade no fornecimento de energia e as perdas financeiras nos processos industriais, oriundas de desligamentos na rede elétrica, são alguns dos motivos que fazem com que concessionárias e grandes indústrias estejam sempre em busca de novas tecnologias para aprimorar seus sistemas elétricos. Uma técnica de aterramento pouco utilizada no Brasil, mas em expansão em vários países da Europa e na China, é o aterramento via bobina de Petersen ou aterramento ressonante. Nela, o neutro do transformador da subestação é ligado à terra através de um reator, cuja reatância é dimensionada para compensar a capacitância fase-terra total da rede. Na ocorrência de uma falta fase-terra, uma corrente de baixa amplitude irá circular pelo ponto de falta, favorecendo a autoextinção do arco elétrico e o restabelecimento do regime de trabalho do sistema em poucos ciclos, sem a necessidade de interrupção do fornecimento.

Esta dissertação trata primeiramente da teoria básica do aterramento ressonante. Em seguida são apresentados os sistemas e as principais tecnologias utilizadas em conjunto com a bobina. No último capítulo, por meio de simulações de circuitos com características típicas de redes de distribuição urbanas e rurais, são dadas contribuições para o estudo da migração do neutro solidamente aterrado para o aterramento ressonante nas redes brasileiras. Os principais tópicos estudados foram o impacto da presença dos ramais monofásicos e bifásicos, a alteração da coordenação de isolamento, as faltas de alta impedância e rompimento de cabos, e a influência do núcleo saturável da bobina.

Abstract

The continuous search for better reliability indices in the power supply and the financial losses in the industrial processes, arising from power grid shutdowns, are among the reasons which make utilities and major industries always seek new technologies to improve their electrical systems. A grounding technique little used in Brazil, but in expansion in many countries in Europe and China, is the neutral grounding via Petersen coil or resonant grounding. In it, the neutral of the substation transformer is connected to the ground through a reactor whose reactance is defined to compensate the total phase-ground capacitance of the entire network. On the occurrence of a phase-to-ground fault, a low amplitude current will flow through the point of failure, favoring arc self-extinction and system reestablishment in a few cycles without any supply interruption.

This dissertation treats primarily the basic theory of resonant grounding. Then, the systems and the main technologies used along with the coil are presented. In the last chapter, by means of circuit simulations with typical characteristics of urban and rural distribution networks, some contributions are made to the study of the migration from solid grounding to resonant grounding in brazilian networks. The main topics studied were the impact of the presence of single-phase and two-phase branches, insulation coordination, high-impedance faults and broken wires, and the influence of the saturable core coil.

Sumário

1	Introdução	p. 10
1.1	Escolha do sistema de aterramento	p. 10
1.2	Características típicas das redes de distribuição no Brasil	p. 13
1.3	Aterramento via Bobina de Petersen	p. 14
1.4	O projeto de P&D entre a Cemig D e a UFMG	p. 15
1.5	Objetivos	p. 15
1.6	Organização do trabalho	p. 16
2	Teoria básica da Bobina de Petersen	p. 17
2.1	Sintonização da bobina	p. 17
2.2	Desenvolvimento por componentes simétricas	p. 20
2.3	Parâmetros relevantes	p. 23
2.3.1	Corrente Capacitiva de Falta	p. 23
2.3.2	Corrente residual	p. 24
2.3.3	Nível de dessintonia ν	p. 26
2.3.4	Amortecimento d	p. 26
2.3.5	Tensão neutro-terra	p. 26
2.4	Processo de extinção do arco	p. 29
2.5	Transitórios	p. 34
2.6	Abertura Monopolar	p. 35
3	Tecnologias e Sistemas Periféricos	p. 38

3.1	Tipos de Bobina e Formas de Conexão	p. 38
3.1.1	Bobinas com núcleo móvel	p. 40
3.1.2	Bobinas baseados em eletrônica de potência	p. 42
3.2	Medição dos parâmetros da rede e sintonização automática da bobina .	p. 46
3.2.1	Obtenção das grandezas básicas	p. 46
3.2.2	Cálculo dos parâmetros relevantes	p. 48
3.2.2.1	Sinal de falta fase-terra e adição de capacitância	p. 48
3.2.2.2	Análise da tensão neutro-terra	p. 49
3.2.2.3	Injeção de sinal	p. 52
3.2.3	Modos de operação do sistema	p. 54
3.3	Compensação Central ou Local	p. 55
3.4	Proteção	p. 56
3.4.1	Detecção do alimentador sob falta	p. 57
3.4.1.1	Proteção com sinal do regime permanente	p. 57
3.4.1.2	Proteção com sinal do regime transitório	p. 62
3.4.2	Localização do Ponto de Falta	p. 63
3.4.2.1	Proteção com sinal do regime permanente	p. 64
3.4.2.2	Proteção com sinal do regime transitório	p. 65
3.5	Coordenação de Isolamento	p. 65
3.6	Uso da Bobina de Petersen no Mundo	p. 67
3.6.1	Europa	p. 67
3.6.2	Brasil	p. 69
3.6.3	Outros Países	p. 70
4	Simulações	p. 72
4.1	Ramal Monofásico e Bifásico	p. 72
4.1.1	Simulação do ramal monofásico com neutro multiaterrado	p. 72

4.1.2	Simulação do ramal monofásico sem neutro multiaterrado	p. 77
4.1.3	Simulação do ramal bifásico	p. 86
4.2	Rede urbana	p. 90
4.2.1	Indutância não-linear	p. 90
4.2.2	Abertura monopolar	p. 92
4.2.3	Falta de alta-impedância e rompimento de cabo	p. 93
5	Conclusões	p. 98
	Referências	p. 101
	Apêndice A - Dados para reprodução das simulações	p. 107
	Apêndice B - Geometria da rede para cálculo de parâmetros	p. 111

1 *Introdução*

1.1 Escolha do sistema de aterramento

A busca constante por melhores índices de qualidade no fornecimento de energia e as perdas financeiras nos processos industriais, oriundas de desligamentos na rede elétrica, são alguns dos motivos que fazem com que concessionárias e grandes indústrias estejam sempre procurando novas tecnologias para aprimorar seus sistemas elétricos.

A escolha do método de aterramento dos condutores e equipamentos é um dos pontos-chaves nos projetos elétricos de potência. Apesar de ter pouca influência durante a operação normal da rede de distribuição, o sistema de aterramento tem suma importância na ocorrência de uma falta com conexão à terra e, conseqüentemente, é fundamental para o bom desempenho do sistema, quando considerados critérios como a continuidade do serviço, confiabilidade, segurança, etc. (COSTA, 1995).

Se a filosofia do aterramento é posta em questão, duas perguntas fundamentais devem ser consideradas (SHIPP; ANGELINI, 1990):

1. Existem cargas ou ramais monofásicos?
2. Quão importante é a continuidade do fornecimento para as cargas?

A resposta para essas perguntas afeta diretamente a escolha do aterramento. Cargas e ramais monofásicos sugerem aterramento sólido, já continuidade do serviço sugere sistema isolado ou alguma variação mais próxima dessa filosofia.

A fim de melhor ilustrar a influência do aterramento durante uma falta fase-terra, propõe-se a análise das duas metodologias mais heterogêneas quanto ao comportamento da rede durante esse evento: o sistema com neutro isolado e o com neutro solidamente aterrado.

A Figura 1.1 ilustra a ocorrência de uma falta fase-terra em uma rede trifásica aérea,

isolada, de 13,8 kV.

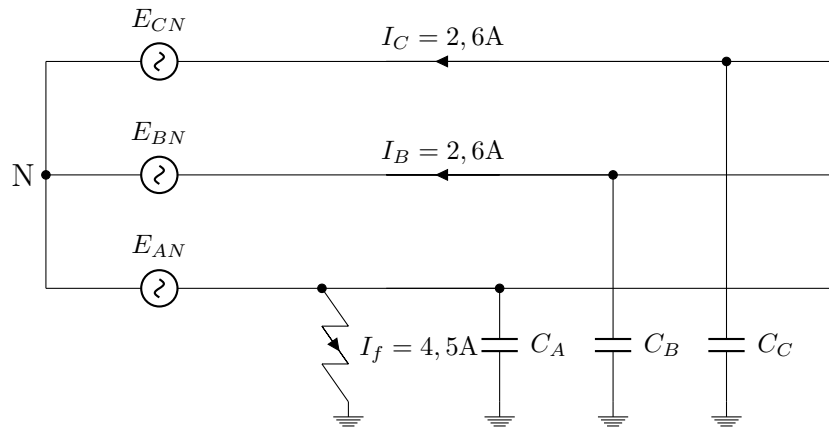


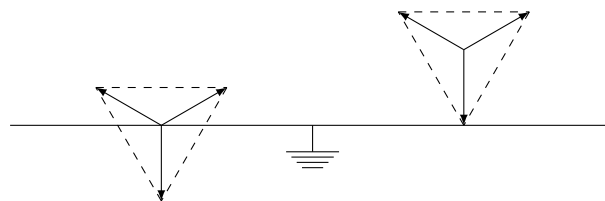
Figura 1.1: Representação de uma falta fase-terra em rede com neutro isolado. $E_{FF} = 13,8 \text{ kV}$, $f = 60 \text{ Hz}$, $C_B = C_C = 0,5 \mu\text{F}$. Adaptado de (SHIPP; ANGELINI, 1990).

A magnitude da corrente de falta é dada pela soma vetorial de I_B e I_C . Se

$$|I_B| = |I_C| = \omega(0,5 \times 10^{-6})(13,8 \times 10^3) = 2,6 \text{ A},$$

então $|I_f| = 0,866 \times |I_B| + 0,866 \times |I_C| = 4,5 \text{ A}$.

Considerando que o sistema é acoplado à terra apenas pelas capacitâncias, as tensões nas fases são deslocadas acima do potencial de terra, variando da condição ilustrada na Figura 1.2(a) para a condição da Figura 1.2(b). Essa situação se manterá até que a falta seja extinta ou até que a falta atinja outra fase, acarretando um curto-circuito fase-fase-terra, o que usualmente em um sistema isolado leva à atuação da proteção, com subsequente interrupção do fornecimento de energia.



a) Sistema sem falta b) Sistema sob falta fase-terra

Figura 1.2: Diagrama fasorial das tensões durante uma falta fase-terra em uma rede trifásica com neutro isolado.

Como não há caminho de retorno direto para o neutro da fonte da Figura 1.1, as

correntes devem retornar pelas capacitâncias distribuídas das duas fases sãs.

Já no caso de um sistema com o neutro solidamente aterrado, Figura 1.3, a corrente de falta pode ultrapassar algumas dezenas de kA. A Figura 1.4, análoga à Figura 1.2, mostra como ficam as tensões nesse caso. Uma vez que a tensão do ponto de neutro é fixada ao potencial de terra, a tensão da fase *A* da fonte está curto-circuitada; nessa situação, a maior corrente de falta possível circula pela fase.

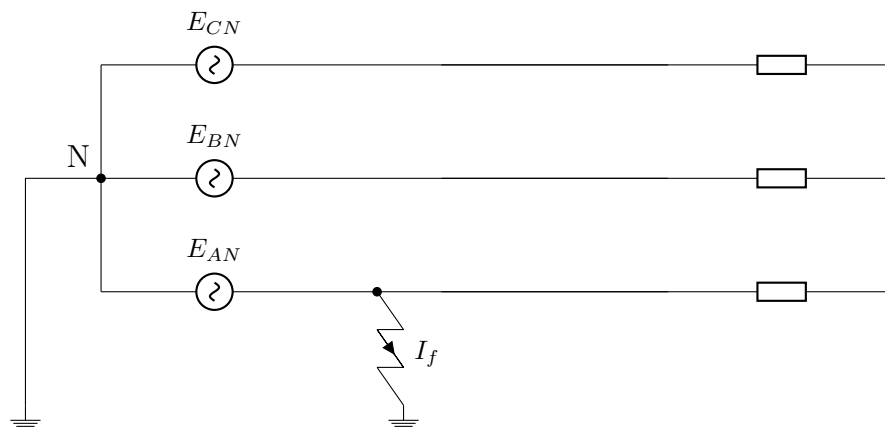
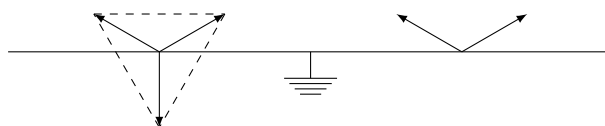


Figura 1.3: Representação de uma falta fase-terra em rede com neutro solidamente aterrado.



a) Sistema sem falta b) Sistema sob falta fase-terra

Figura 1.4: Diagrama fasorial das tensões durante uma falta fase-terra em uma rede trifásica com neutro solidamente aterrado.

Da comparação dos valores de tensão e corrente nas duas situações apresentadas é possível afirmar que em um sistema com neutro solidamente aterrado, correntes de falta de alta amplitude estão associadas a baixas tensões no ponto de falta. Já no sistema com neutro isolado, as correntes de falta são baixas, mas as tensões nas fases sãs passam do potencial fase-terra para o fase-fase.

Esses dois exemplos exemplificam o básico do que é compreendido dessas duas filosofias de aterramento. Qualquer outro sistema, incluindo o aterramento do neutro via bobina de Petersen, objeto de estudo desta dissertação, se posicionará entre esses extremos. A comparação das vantagens e desvantagens de cada tipo de aterramento pode ser

encontrada na vasta literatura sobre o tema (WILLHEIM; WATERS, 1956; SHIPP; ANGELINI, 1990; COSTA, 1995).

1.2 Características típicas das redes de distribuição no Brasil

No Brasil, a grande maioria das redes de distribuição são aéreas e têm o neutro multiterrado. O arranjo típico de um alimentador de distribuição da rede urbana pode ser visto na Figura 1.5 (o multiterramento do neutro ao longo da rede foi omitido). A rede convencional utiliza cabos nus, cruzetas de madeira, postes de concreto armado ou madeira e isoladores de vidro ou porcelana. A rede compacta utiliza cabos semi-isolados.

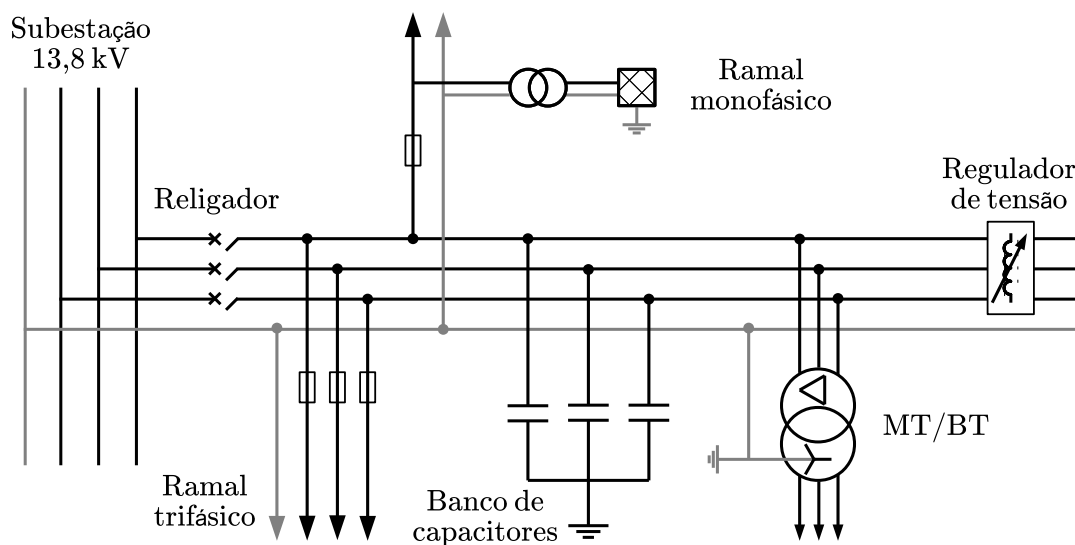


Figura 1.5: Arranjo típico de um alimentador de distribuição.

Na área rural, a configuração mais utilizada no Brasil é a rede aérea a quatro fios, radial simples, com neutro multiterrado a cada 200 ou (no máximo) 300 metros e ramais monofásicos fase-neutro, também chamados derivações, que alimentam transformadores monofásicos com tensão secundária 240/120 V. A grande maioria das cargas rurais é pequena o suficiente para justificar a economia da utilização dos ramais monofásicos. Algumas concessionárias também utilizam ramais fase-fase e ramais monofilares com retorno por terra.

A utilização do neutro multiterrado limita as sobretensões e favorece a detecção seletiva das faltas por meio dos relés de sobrecorrente. Por outro lado, os operadores e

usuários da rede se defrontam com alguns problemas importantes.

A partir da década de 90, aumentaram os casos de furto de condutores da rede de distribuição, em especial, o condutor neutro. A perda da interligação de um trecho de rede com outros aterramentos pode levar o potencial do neutro a valores perigosos em situações normais de operação (SILVA, 2006).

Outra desvantagem é a detecção das faltas de alta impedância, que ocorrem, por exemplo, pelo rompimento e posterior contato de um condutor energizado no solo, colocando em risco a vida de pessoas. O histórico recente de óbitos nessas circunstâncias no Brasil mostra que as soluções atuais não são satisfatórias (PAES; FAJARDO, 2011).

Cita-se ainda que 80% das faltas fase-terra em linhas aéreas são temporárias e que, devido à filosofia de proteção usualmente utilizada, essas faltas provocam a abertura de disjuntores e a interrupção do fornecimento de energia, o que vai contra às crescentes cobranças dos consumidores em relação à confiabilidade do sistema (MORAES, 2009).

Em projetos cuja expectativa de desempenho da rede com o neutro multiterrado não atenda os requisitos técnicos, econômicos e de segurança, faz-se necessário a utilização de métodos alternativos, menos conhecidos no âmbito nacional, como, por exemplo, o aterramento ressonante.

1.3 Aterramento via Bobina de Petersen

Uma técnica de aterramento quase desconhecida no Brasil, mas em expansão em vários países da Europa e na China, é a conhecida como aterramento via neutralizador de falta à terra, bobina de Petersen ou aterramento ressonante. Nesta técnica, o neutro do transformador da subestação, ou de um transformador de aterramento, é ligado à terra através de um reator (fixo ou variável), cuja reatância é dimensionada para compensar a capacitância fase-terra total da rede. Na ocorrência de uma falta fase-terra, uma corrente de baixa amplitude irá circular pelo ponto de falta, favorecendo a autoextinção do arco elétrico e o restabelecimento do regime de trabalho do sistema em poucos ciclos, sem a necessidade de interrupção do fornecimento.

Para aproveitar essas vantagens, várias concessionárias européias e asiáticas têm migrado de sistemas de até 110 kV com neutro isolado (ou aterrado por pequenas resistências) para sistemas com a bobina de Petersen, conseguindo responder com sucesso à demanda de seus clientes por qualidade e continuidade do fornecimento. Os usuários

do sistema elétrico em geral também são beneficiados, tendo em vista o aumento da segurança, resultado da diminuição das tensões de toque e de passo no entorno do ponto de falta.

O reator é conhecido como bobina de Petersen em homenagem ao seu criador, o engenheiro alemão Waldemar Petersen, que publicou a teoria em 1919 e montou o primeiro protótipo.

1.4 O projeto de P&D entre a Cemig D e a UFMG

Um grupo de pesquisa formado por professores e alunos do PPGEE foi pioneiro no Brasil na divulgação e publicação de artigos referentes à utilização da bobina de Petersen (COSTA, 1995). Ainda hoje, a tecnologia foi utilizada em poucos locais no Brasil, todos com linhas dedicadas. Como exemplos, podem ser citadas a rede da mineiradora MBR, localizada nas proximidades da Serra do Curral (COSTA, 1995); e a da siderúrgica CSA (BORTOLETTO; CASSAROTTI, 2009).

Neste contexto, o Departamento de Engenharia Elétrica da UFMG (DEE/UFMG) e a CEMIG Distribuição S. A. (Cemig D), através do acordo firmado no projeto de P&D ANEEL N^o D-252, se propuseram a continuar os estudos acerca da viabilidade técnica da aplicação da bobina de Petersen em uma subestação de distribuição da concessionária, tema ainda pouco explorado no Brasil. Esta dissertação é um dos frutos do trabalho de pesquisa realizado.

1.5 Objetivos

Esta dissertação pretende cumprir dois objetivos. O primeiro é servir de leitura introdutória para o tema aplicação da bobina de Petersen, por meio de uma apresentação progressiva da teoria básica e das suas aplicações mais recentes. Espera-se, portanto, facilitar a compreensão dos conceitos e resultados apresentados em outros trabalhos acadêmicos e artigos sobre o assunto (COSTA, 1995; JUNIOR, 2009; MORAES, 2009). O segundo objetivo é complementar a discussão acerca da aplicação do aterramento ressonante nas redes de distribuição típicas do Brasil, tanto as urbanas quanto as rurais, buscando as limitações técnicas referentes principalmente às características da subestação, topologia da rede e coordenação de isolamento.

1.6 Organização do trabalho

Além deste capítulo introdutório, a dissertação está dividida em outros cinco capítulos e dois apêndices.

O **Capítulo 2** trata da teoria básica da utilização da bobina, abordando a influência dos principais parâmetros de projeto, o comportamento da bobina em situações indesejadas para o sistema, os fenômenos transitórios envolvidos, entre outros tópicos.

O **Capítulo 3** apresenta um breve *status quaestionis*, preparado a partir da pesquisa bibliográfica que antecedeu esta dissertação. Abordam-se os aspectos construtivos, a localização da bobina na rede, as tecnologias de sintonização automática, os sistemas de proteção adequados e a utilização da bobina no mundo atualmente.

O **Capítulo 4** sumariza os resultados obtidos após estudo de simulações do aterramento ressonante em circuitos representativos de redes de distribuição urbanas e rurais de 13,8 kV. A discussão nesse capítulo aborda as modificações que devem ser feitas nas redes atuais para comportar a introdução da bobina no neutro do transformador da subestação.

As considerações finais do trabalho são expostas no capítulo intitulado **Conclusões**, que sintetiza as ideias apresentadas nos capítulos anteriores. Por fim, são apresentadas propostas de continuidade do trabalho.

Os **Apêndices A e B** listam os dados necessários para reprodução das simulações do Capítulo 4.

2 Teoria básica da Bobina de Petersen

O presente capítulo visa à introdução da teoria do aterramento via bobina de Petersen, por intermédio da apresentação dos principais conceitos e modelos utilizados atualmente para estudar essa tecnologia. Inicialmente, ele trata da sintonização da bobina e dos principais parâmetros de análise das redes com aterramento ressonante. Depois, a dinâmica física do circuito é utilizada para modelar o processo de extinção do arco e o regime transitório. Por fim, são discutidos os efeitos danosos das aberturas monopolares.

2.1 Sintonização da bobina

A Figura 2.1 ilustra a ocorrência de uma falta fase-terra em uma rede trifásica com neutro isolado. O sentido indicado das correntes reflete os processos de descarga do condutor sob falta e de carga dos condutores sãos. A corrente I_B é dada por

$$I_B = -(E_{BN} - E_{AN})Y_B,$$

$$I_B = -[E_{BT} - E_{NT} - (E_{AT} - E_{NT})]j\omega C_B.$$

Uma vez que o potencial da fase A é igual ao potencial da terra, $E_{AT} = 0$, e a corrente I_B é simplificada para

$$I_B = -j\omega C_B E_{BA} = j\omega C_B E_{AB}.$$

Da mesma forma,

$$I_C = j\omega C_C E_{AC}.$$

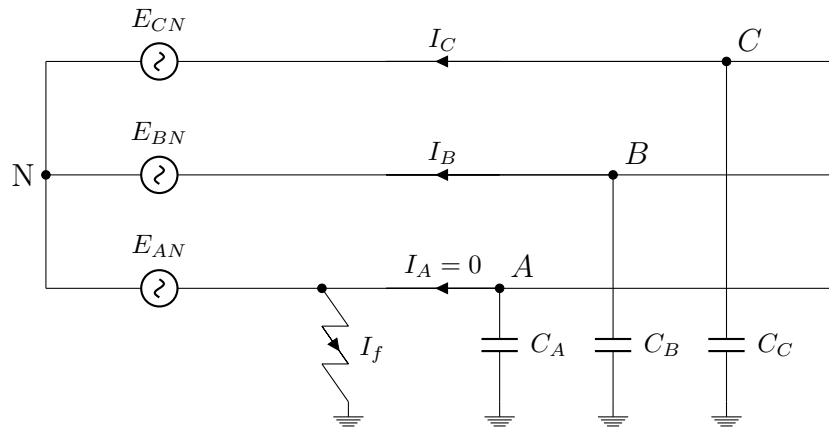


Figura 2.1: Falta fase-terra em sistema isolado

A corrente de falta I_f , mostrada na sua forma fasorial na Figura 2.2, é dada pela soma de I_B e I_C :

$$I_f = I_B + I_C,$$

$$I_f = j\omega C_B E_{AB} + j\omega C_C E_{AC}.$$

Considerando

$$C = C_A = C_B = C_C \quad \text{e}$$

$$E_{AN} = E_{FN} \angle 0^\circ,$$

$$E_{BN} = E_{FN} \angle -120^\circ,$$

$$E_{CN} = E_{FN} \angle 120^\circ,$$

então I_f pode ser simplificada para

$$I_f = j\omega C (E_{AB} + E_{AC}),$$

$$I_f = j\omega C (\sqrt{3}E_{FN} \angle 30^\circ + \sqrt{3}E_{FN} \angle -30^\circ),$$

$$I_f = 3\omega C E_{FN} \angle 90^\circ.$$

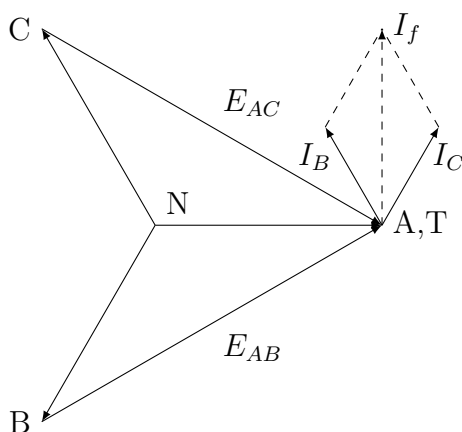


Figura 2.2: Diagrama fasorial de falta fase-terra em sistema isolado

Quando a bobina de Petersen é ligada entre o neutro do transformador e a terra, como ilustrado na Figura 2.3, a corrente de falta passa a ser composta pelas correntes das fases B e C mais a corrente que circula pela bobina.

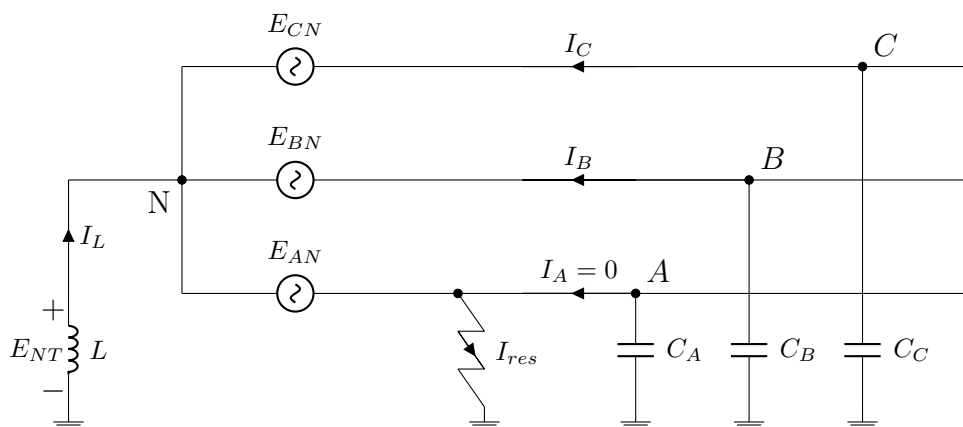


Figura 2.3: Falta fase-terra em sistema com neutro aterrado com bobina de Petersen

Caso a reatância da bobina seja definida de tal forma que a sua corrente indutiva (I_L) tenha a mesma amplitude que o somatório das correntes nas capacitâncias fase-terra (I_f), a corrente de falta resultante – também chamada corrente residual I_{res} – será igual a zero. Sendo assim, para a condição de sintonização plena ou de ressonância, isto é, $I_{res} = 0$, tem-se que:

$$\begin{aligned}
 I_{res} &= I_L + I_f = 0, \\
 I_L + I_B + I_C &= 0, \\
 -\frac{E_{NT}}{j\omega L} + j\omega C_B E_{AB} + j\omega C_C E_{AC} &= 0.
 \end{aligned}$$

Colocando L em evidência, obtém-se

$$L = \frac{-E_{NT}}{E_{AB} + E_{AC}} \frac{1}{\omega^2 C},$$

$$L = \frac{E_{FN} \angle 0^\circ}{3E_{FN} \angle 0^\circ} \frac{1}{\omega^2 C},$$

$$\boxed{L = \frac{1}{3\omega^2 C}}. \quad (2.1)$$

A Equação 2.1 é a expressão matemática proposta por Petersen para dimensionar os reatores de aterramento a serem sintonizados com as capacitâncias do sistema (WILLHEIM; WATERS, 1956).

Na prática, a bobina não é dimensionada para funcionar no ponto de ressonância, isto é, $|I_L| \neq |I_B + I_C|$ (Figura 2.4). Nas situações em que a corrente indutiva é maior que a corrente capacitiva, diz-se que ocorre sobrecompensação; o caso contrário é chamado subcompensação. Além disso, a corrente residual é composta por mais duas parcelas: uma corrente ativa proveniente dos elementos resistivos do circuito e uma corrente harmônica.

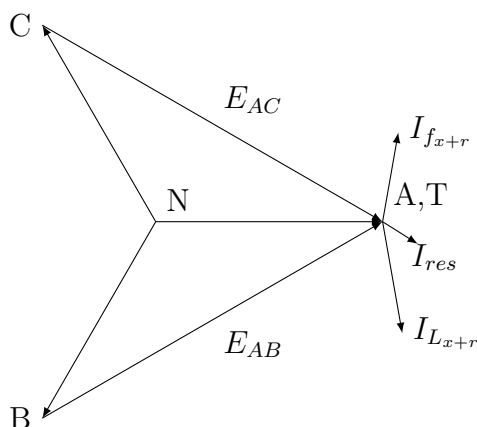


Figura 2.4: Diagrama fasorial de falta fase-terra em sistema com bobina de Petersen, incluindo efeito da corrente resistiva. A corrente de falta resultante é representada pelo fasor I_{res} .

2.2 Desenvolvimento por componentes simétricas

A análise pode ser iniciada a partir de uma versão mais detalhada do circuito da Figura 2.3, mostrada na Figura 2.5, introduzindo a reatância do transformador AT/MT (alta tensão para média tensão), o modelo pi da linha sem as indutâncias e capacitâncias mútuas e uma carga trifásica ligada em Y não aterrado.

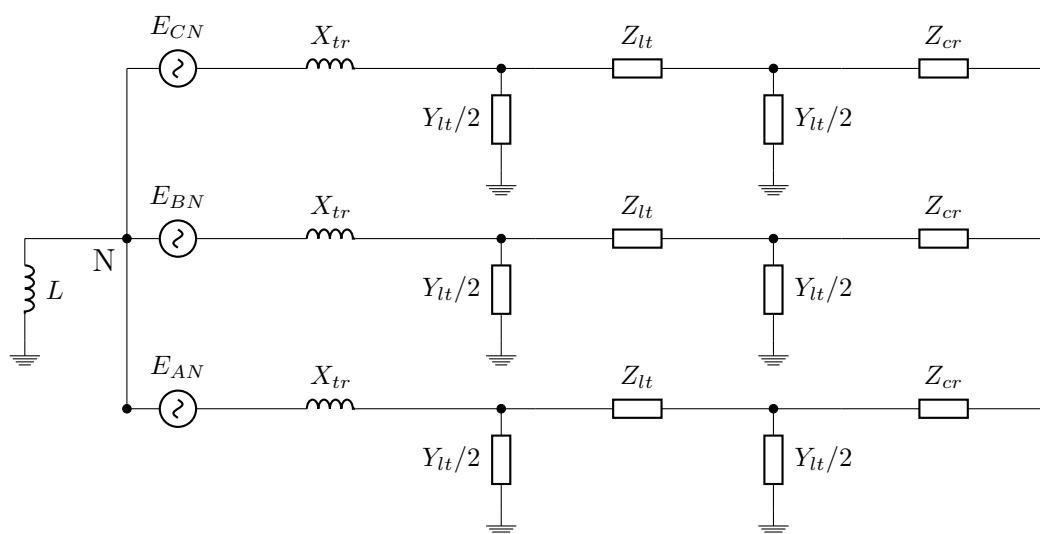


Figura 2.5: Representação detalhada do circuito trifásico.

Se uma falta fase-terra ocorrer no final da linha, os circuitos de sequência positiva, negativa e zero serão acoplados de acordo com a Figura 2.6.

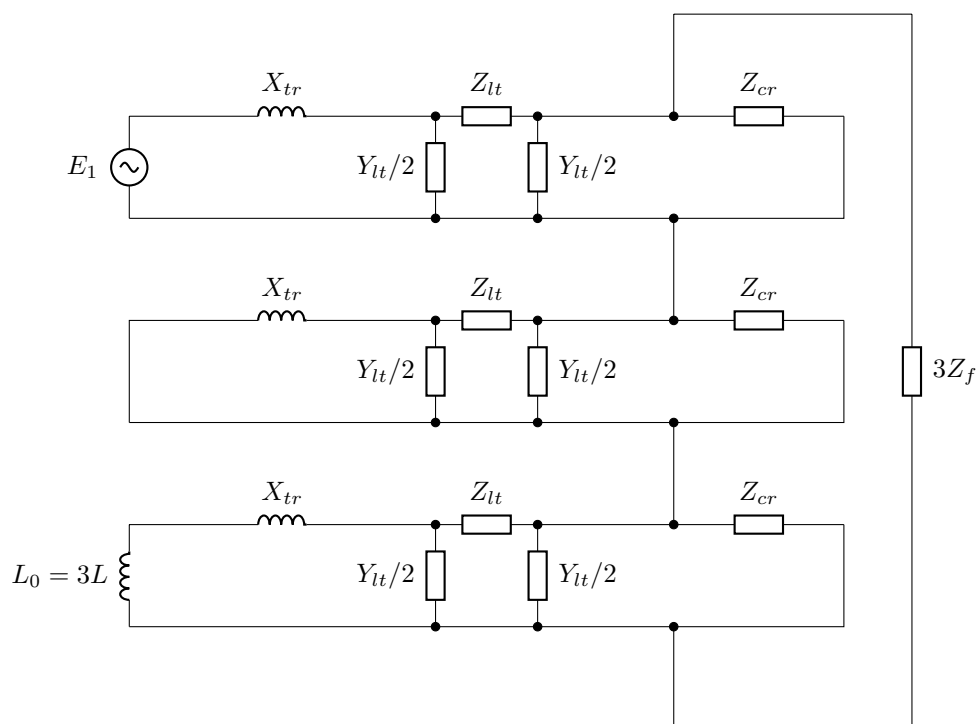


Figura 2.6: Aplicação das componentes simétricas no circuito da figura 2.5.

Algumas simplificações podem ser feitas. A impedância da carga é substancialmente maior que a soma das impedâncias de sequência positiva do transformador e da linha até o ponto de falta. Ao longo da linha, em condições nominais, é usual se permitir

uma queda de 10% de tensão. Isso significa que a impedância da carga é no mínimo dez vezes maior que a impedância do trafo somada à da linha. Os parâmetros de sequência positiva e negativa do transformador, da linha e da carga podem ser concentrados em uma impedância Z_I (DRUML; FRANKENREITER, 2010), o que leva ao circuito equivalente simplificado mostrado na Figura 2.7.

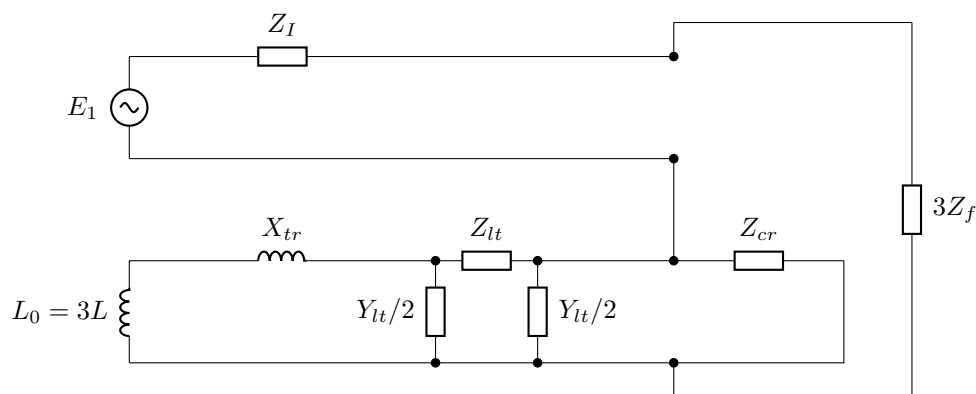


Figura 2.7: União das impedâncias dos circuitos de sequência positiva e negativa.

Para a continuação da análise, a admitância Y_{lt} de sequência zero é separada em $Y_{lt} = G + j\omega C$. A influência das resistências e condutâncias de sequência zero do transformador, da linha e da carga são concentradas em um resistor $3R$ paralelo com a bobina. Da mesma forma, todas as indutâncias de sequência zero são representadas pela indutância $3L$. Por fim, a impedância de falta $3Z_f$ é somada à impedância equivalente Z_I formando a impedância Z_U . O circuito final é exibido na Figura 2.8.

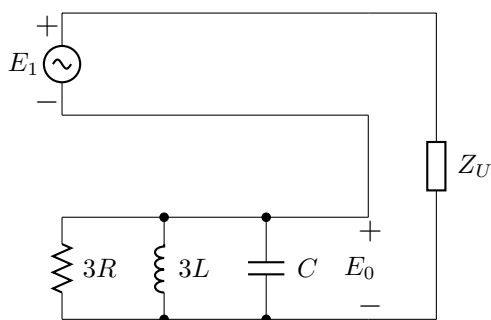


Figura 2.8: Circuito simplificado para análise da Bobina de Petersen em componentes simétricas.

Tem-se a menor corrente de falta quando a susceptância indutiva do circuito é igual à susceptância capacitiva para a frequência nominal, o que leva ao mesmo resultado da Equação 2.1.

2.3 Parâmetros relevantes

Os parâmetros a seguir descrevem relações físicas importantes a serem consideradas na análise de redes que utilizam a bobina de Petersen (OBKIRCHER, 2008).

2.3.1 Corrente Capacitiva de Falta

A corrente capacitiva de falta I_{C_T} é a corrente capacitiva total que flui durante uma falta à terra. É equivalente à corrente I_f mostrada no diagrama fasorial da Figura 2.2. A sua magnitude é definida por

$$I_{C_T} = \omega 3C E_{FN} \quad \text{ou} \quad I_{C_T} = \omega C_T E_{FN}. \quad (2.2)$$

Na primeira fórmula, consideram-se as capacitâncias fase-terra de cada fase iguais a C . Como foi visto na Seção 2.1, o fator 3 que aparece no caso de um curto-circuito não se refere à soma das capacitâncias das três fases, mas sim à soma dos fasores das correntes capacitivas das duas fases sãs. Para o caso mais geral, que inclui desequilíbrio das capacitâncias no regime permanente, pode-se utilizar a segunda fórmula, na qual C_T é a capacitância equivalente do circuito vista pela bobina.

O conhecimento da corrente capacitiva de falta da rede é imprescindível para o correto dimensionamento da bobina de Petersen. Valores típicos da capacitância fase-terra e da corrente capacitiva por quilômetro são apresentados na Tabela 2.1 (OBKIRCHER, 2008; COSTA, 1995; CHAMPE; VOIGTLANDER, 1938). Em redes longas de cabos subterrâneos (com centenas de quilômetros), a corrente capacitiva de falta pode alcançar valores maiores que 1000 A (GUSTAVSEN; WALSETH, 2003).

Tabela 2.1: Valores típicos da capacitância fase-terra e corrente capacitiva de falta

Tipo	C_{FT} [$\mu\text{F}/\text{km}$]	I_C [A/km]
Rede subterrânea		
Cabo XPLE (polietileno)	0,1 ~ 0,5	0,33 ~ 12
Cabo OF (isolado a óleo)	0,35 ~ 0,6	23 ~ 38
Rede aérea		
Média tensão	0,006 ~ 0,01	0,03 ~ 0,24
Alta tensão	0,003 ~ 0,01	0,25 ~ 0,5

2.3.2 Corrente residual

Na Seção 2.1, afirmou-se que a corrente de falta resultante ou corrente residual I_{res} nunca será igual a zero. Isso se dá por três motivos. Primeiro, por causa da corrente relativa aos componentes resistivos do sistema. Segundo, pela presença de corrente harmônica. Por último, porque a corrente indutiva da bobina normalmente não será feita igual à corrente capacitiva do sistema.

Desconsiderando a parcela de harmônicos, a magnitude da corrente residual é definida por

$$I_{res} = \sqrt{I_W^2 + I_{res,x}^2} = \sqrt{I_W^2 + (I_{C_T} - I_L)^2}, \quad (2.3)$$

sendo I_W a parcela ativa e $I_{res,x}$ a parcela reativa gerada pela diferença entre a corrente capacitiva I_{C_T} e a corrente da bobina I_L .

As perdas resistivas concentradas na corrente I_W se devem basicamente às perdas (WILLHEIM; WATERS, 1956; SUMNER, 1947):

- no núcleo e no cobre da bobina;
- na condutância *shunt* (*leakage*) da rede;
- nas resistências série da rede e do retorno pela terra;
- nos transformadores de aterramento;
- no ponto de aterramento da bobina;
- devido ao efeito corona.

Outra parcela resistiva fundamental é gerada por um resistor que em muitos casos é ligado em paralelo com a bobina e que tem como função principal aumentar a sensibilidade do sistema de proteção na detecção das faltas fase-terra.

Na Figura 2.9, é exibido o diagrama fasorial das tensões de fase e das componentes da corrente residual durante a ocorrência de uma falta fase-terra na fase A. A corrente $I_{L_{r+x}}$ representa a soma da corrente ativa e reativa indutiva da bobina. $I_{C_{r+x}}$ representa a corrente capacitiva de falta mais a parcela ativa do resto da rede. A parcela I_W estará sempre em fase com o vetor de tensão da fase sob falta.

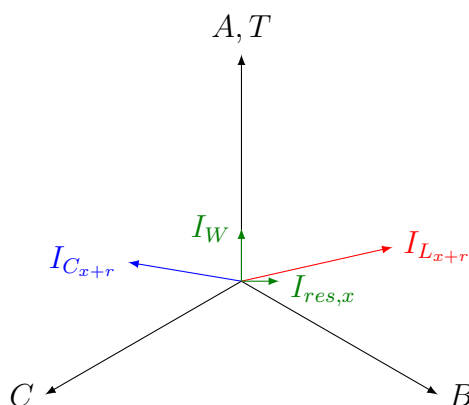


Figura 2.9: Componentes da corrente residual.

É comum encontrar na literatura gráficos de I_{res} em função da corrente na bobina I_L (DRUML; FRANKENREITER, 2010). A componente ativa I_W é facilmente identificável no ponto de sintonização, como pode ser visto na Figura 2.10, que é conhecida como curva V.

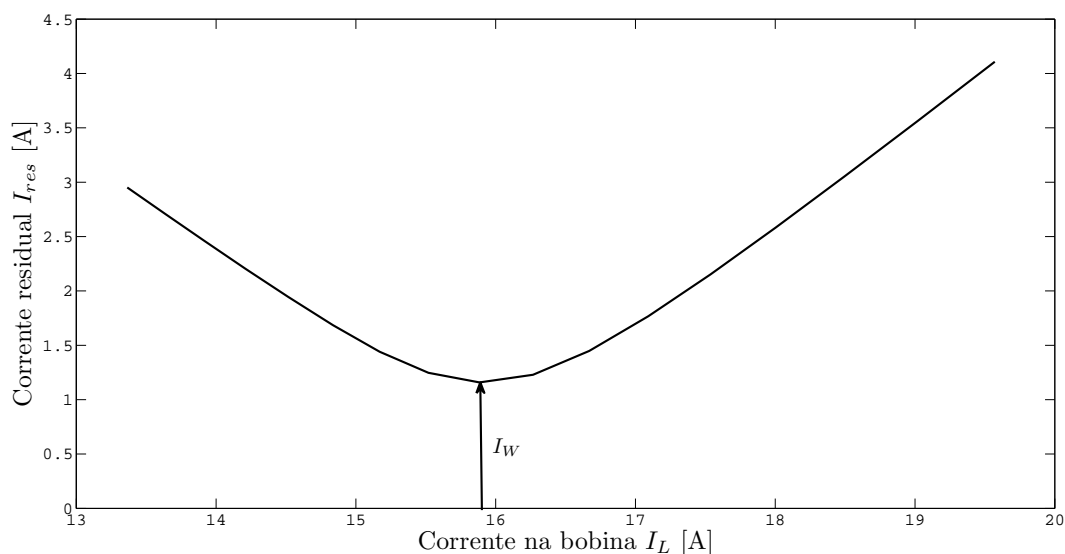


Figura 2.10: Curva exemplo de I_{res} em função de I_L , indicando I_W .

Quando há um alto conteúdo harmônico na tensão (quase o máximo recomendado), o efeito compensador da bobina é muito limitado (SORENSEN; NIELSEN; JORGENSEN, 2005). Sendo assim, a influência dos harmônicos pode contribuir com uma porção substancial da corrente residual, sendo que nas redes com baixos níveis de perdas resistivas, a parcela harmônica supera substancialmente a parcela resistiva, principalmente o 5^o harmônico (OBKIRCHER et al., 2006). São poucos ainda os trabalhos que tratam da influência dos

harmônicos nas redes com aterramento ressonante. Além dos dois trabalhos citados, incluem-se (WILLHEIM; WATERS, 1956; SCHEGNER; HOPFHER; SETA, 2005; OBKIRCHER, 2008).

2.3.3 Nível de dessintonia ν

O nível de dessintonia ν é definido como a razão entre a componente reativa da corrente residual e a corrente capacitiva de falta:

$$\nu = \frac{I_{res,x}}{I_{C_T}} = \frac{I_{C_T} - I_L}{I_{C_T}} = 1 - \frac{1}{\omega^2 LC_T}. \quad (2.4)$$

As redes normalmente operam com dessintonia de -2% a -6% (sobrecompensada) para evitar problemas de ressonância durante chaveamento na subestação (OBKIRCHER, 2008), mas valores mais altos podem ser utilizados, dependendo da tensão nominal do sistema. Em alguns trabalhos o nível de dessintonia é definido pela variável $m = -\nu$ (GRIFFEL et al., 1997).

2.3.4 Amortecimento d

O amortecimento d , por sua vez, é definido como a razão entre a componente ativa da corrente residual e a corrente capacitiva de falta:

$$d = \frac{I_W}{I_{C_T}} = \frac{1}{\omega RC_T}, \quad (2.5)$$

sendo R o resistor que representa, de forma concentrada, a influência de todos os elementos resistivos que compõem o circuito. Em alguns trabalhos, o fator de dissipação $\tan \delta$ é utilizado no lugar do amortecimento (XIANGJUN et al., 2003). Para redes aéreas, de acordo com (ZENG; XU; WANG, 2010), o amortecimento d varia normalmente entre 3% e 8% (0,03 a 0,08) dependendo da idade do alimentador, da umidade do ambiente, da temperatura, entre outros fatores. Em redes antigas, d pode chegar a 15% (WILLHEIM; WATERS, 1956).

2.3.5 Tensão neutro-terra

Nas redes aéreas de distribuição, dificilmente as capacitâncias fase-terra de cada fase terão o mesmo valor, variando em razão das características construtivas de postes e cruzetas. Também haverá diferenças nos valores devido a modificações da topologia das

redes. Para avaliar o impacto do desequilíbrio das capacitâncias, utiliza-se normalmente a tensão de deslocamento do neutro em relação à terra no regime permanente. A situação é ilustrada na Figura 2.11.

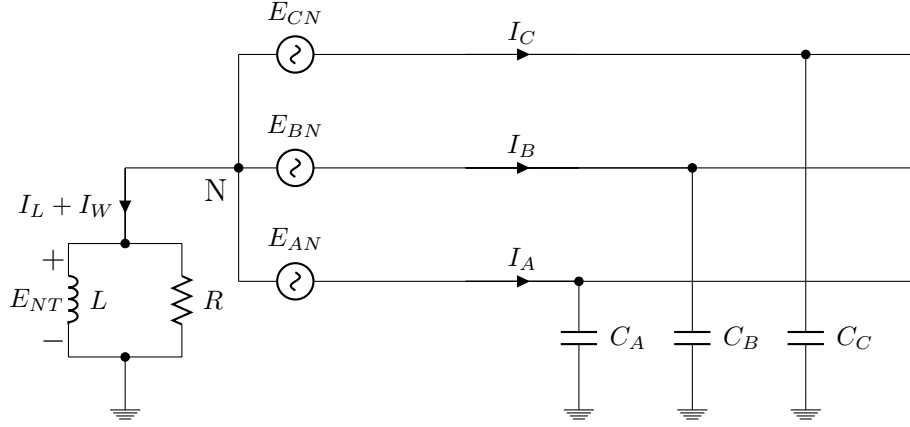


Figura 2.11: Circuito para análise da tensão neutro-terra em regime permanente.

A lei de Kirchhoff para as correntes no nó N resulta em

$$I_W + I_L + I_A + I_B + I_C = 0;$$

$$I_W = \frac{E_{NT}}{R}, \quad I_L = \frac{E_{NT}}{j\omega L},$$

$$I_A = (E_{AN} + E_{NT})j\omega C_A, \quad I_B = (E_{BN} + E_{NT})j\omega C_B, \quad I_C = (E_{CN} + E_{NT})j\omega C_C.$$

Separa-se os termos com E_{NT} :

$$\left[\frac{1}{R} + \frac{1}{j\omega L} + j\omega(C_A + C_B + C_C) \right] E_{NT} + j\omega(C_A + a^2 C_B + a C_C) E_{FN} = 0.$$

Substituindo

$$C_T = C_A + C_B + C_C \quad \text{e}$$

$$C_D = C_A + a^2 C_B + a C_C,$$

e colocando E_{NT} em evidência, tem-se então

$$E_{NT} = -E_{FN} \frac{j\omega C_D}{\frac{1}{R} + \frac{1}{j\omega L} + j\omega C_T}.$$

A partir de manipulação algébrica, é possível mostrar que

$$|E_{NT}| = E_{FN} \frac{k}{\sqrt{d^2 + \nu^2}}, \quad (2.6)$$

sendo

- $k = |C_D/C_T|$: fator de desequilíbrio das capacitâncias;
- d : amortecimento dado pela equação (2.5);
- ν : nível de dessintonia dado pela equação (2.4).

O fator de desequilíbrio k varia de acordo com a geometria e a topologia da rede. Valores típicos são mostrados na Tabela 2.2 (ZENG; XU; WANG, 2010).

Tabela 2.2: Valores típicos do fator de desequilíbrio k

Tipo	k [%]
Rede subterrânea	0,2 ~ 0,5
Rede aérea transposta	0,5 ~ 1,5
Rede aérea não transposta	1,5 ~ 5,0
Rede com ramais monofásicos	> 5,0

Para o caso $C_A = C + \Delta C$, $C_B = C_C = C$, a equação (2.6) pode ser obtida a partir do circuito em componentes simétricas da Figura 2.8 ao se fazer

$$Z_U = \frac{1}{j\omega\Delta C'} = \frac{1}{j\omega\frac{1}{3}\Delta C}.$$

As Figuras 2.12(a) e 2.12(b) exemplificam a variação da tensão E_{NT} em função do nível de dessintonia ν para diferentes valores de k e de d . O maior valor de E_{NT} é obtido quando a bobina está perfeitamente sintonizada com as capacitâncias. Na operação em regime permanente evita-se manter o sistema funcionando no ponto de ressonância; para isso, controla-se d e ν de forma a manter a tensão neutro-terra dentro de limites razoáveis de operação.

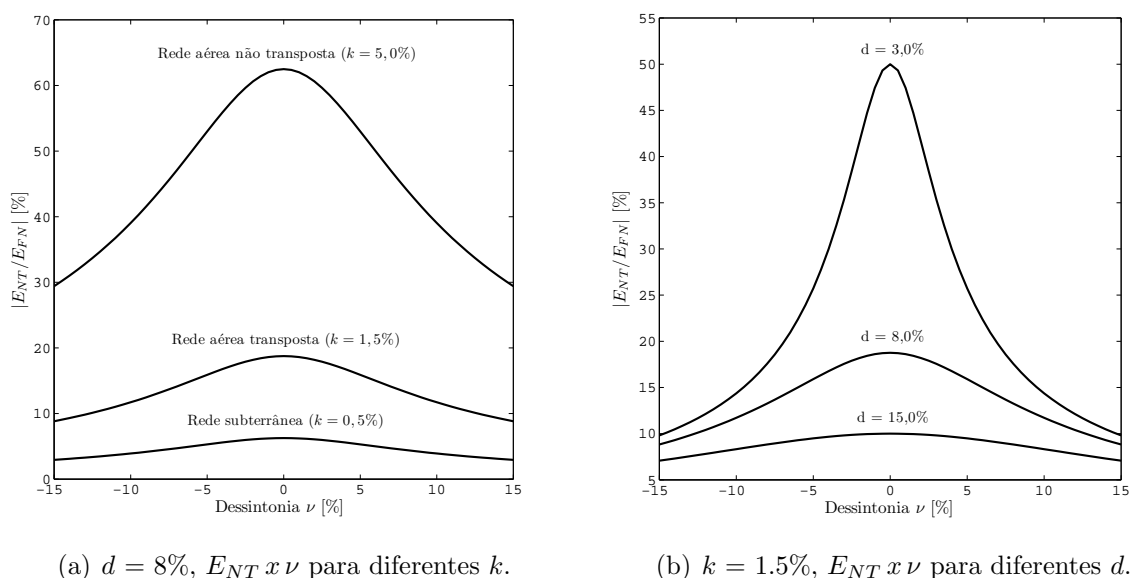


Figura 2.12: Efeito da variação paramétrica na tensão neutro-terra.

2.4 Processo de extinção do arco

O arco elétrico que surge no ponto de falta pode ser extinto de forma natural, processo ao qual se dá o nome de autoextinção, ou de forma forçada, por meio de dispositivos de proteção e manobra. Basicamente, a extinção se dá quando a onda da corrente passa por zero e o valor de pico da onda de tensão não é grande o suficiente para romper a rigidez dielétrica do ar nas redondezas do ponto de falta.

Com relação à autoextinção, a utilização da bobina de Petersen apresenta uma dupla vantagem: além de diminuir a corrente no ponto de falta a valores muito baixos, ela faz com que a recuperação das tensões aos seus valores nominais ocorra mais lentamente do que o restabelecimento da rigidez dielétrica do ar no entorno da falta, o que praticamente anula a possibilidade de ocorrência de uma reignição. Portanto, os dois fatores mais importantes a serem considerados para a autoextinção são a corrente residual I_{res} (2.3) e a taxa de recuperação da tensão (WILLHEIM; WATERS, 1956). Outros fatores citados nas referências são o comprimento da centelha, o tempo de existência do arco e a velocidade do vento (JUNIOR, 2009).

A recuperação da tensão é influenciada principalmente por três parâmetros: o amortecimento d , o nível de dessintonia ν e a resistência de falta R_f . A partir do circuito simplificado em componentes simétricas com a impedância $Z_U = R'_f$, sendo $R'_f = 3R_f$, obtém-se um RLC paralelo subamortecido (Figura 2.13), o qual pode ser utilizado para

melhor compreensão dessas influências (SUMNER, 1947).

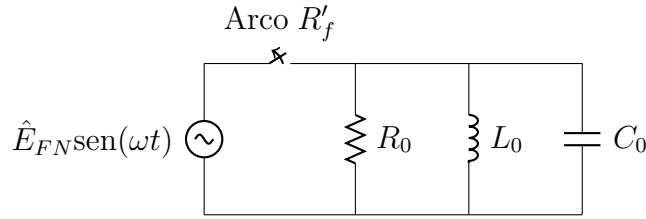


Figura 2.13: Circuito equivalente para a condição de falta fase-terra.

Se o circuito estiver perfeitamente sintonizado e se a resistência R'_f for desconsiderada, a tensão através do arco pode ser expressa por

$$v = \hat{E}_{FN}\text{sen}(\omega t) - \hat{E}_{FN}e^{-\alpha t}\text{sen}(\omega t),$$

$$v = \hat{E}_{FN}\text{sen}(\omega t)(1 - e^{-\alpha t}),$$

sendo a frequência de Neper $\alpha = \frac{1}{2R_0C_0}$.

A função cresce exponencialmente e a amplitude dos picos sucessivos é dada por $\hat{V} = \hat{E}_{FN}(1 - e^{-\alpha t})$. A taxa de recuperação da tensão, por sua vez, é obtida através da derivada da amplitude:

$$\frac{d\hat{V}}{dt} = \alpha \hat{E}_{FN}e^{-\alpha t};$$

ou em função do amortecimento d :

$$\frac{d\hat{V}}{dt} = \frac{d}{2}\omega \hat{E}_{FN}e^{-\frac{d}{2}\omega t}.$$

A Figura 2.14 ilustra a recuperação da tensão da fase sob falta após a extinção do arco para três valores de amortecimento d . Da análise da figura confirma-se a relação demonstrada na equação anterior de que quanto maior o amortecimento d , maior a taxa de recuperação da tensão.

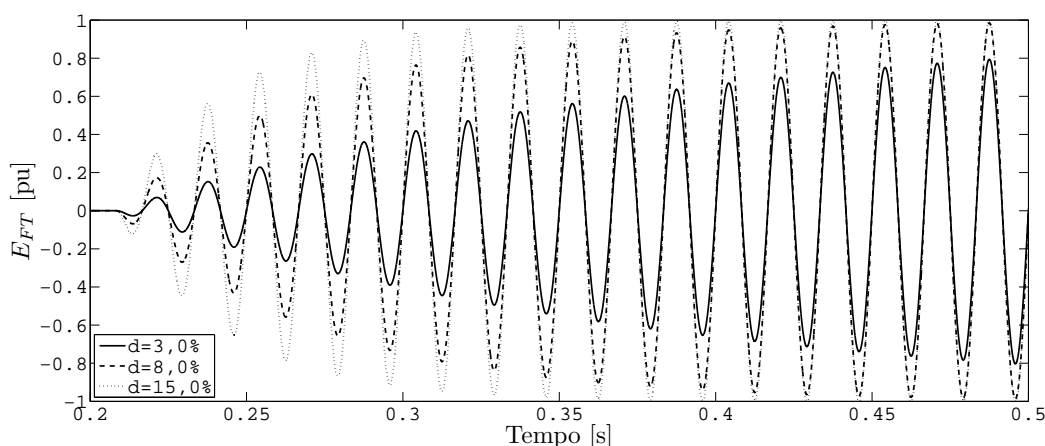


Figura 2.14: Recuperação da tensão após extinção do arco para diferentes níveis de amortecimento (Arco extinto em $t = 0,2$ s, $C_0 = 2 \mu\text{F}$, $\nu = 0$).

Se o circuito não estiver perfeitamente sintonizado, $\nu \neq 0$, a tensão através do arco será expressa por

$$v = \hat{E}_{FN} \text{sen}(\omega t) - \hat{E}_{FN} e^{-\alpha t} \text{sen}(\omega_0 t),$$

sendo $\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{L_0 C_0}}$ a frequência de oscilação natural do circuito RLC. Ignorando o amortecimento, a função pode ser reescrita como

$$v = 2\hat{E}_{FN} \text{sen}\left(\frac{\omega - \omega_0}{2}t\right) \text{sen}\left(\frac{\omega + \omega_0}{2}t\right).$$

Quando a frequência natural ω_0 é próxima da frequência de regime ω , caracteriza-se o fenômeno conhecido como batimento. O primeiro termo da função representa o envelope dos valores de pico do segundo termo. De acordo com (WILLHEIM; WATERS, 1956), a inclinação desse envelope, para ν pequenos, é dada por $\frac{\nu}{2}\omega$.

A Figura 2.15 mostra a recuperação da tensão para três valores de ν . Para $\nu = 0$ (ressonância), a curva é a mesma da de linha contínua da figura 2.14. Para um mesmo valor de amortecimento, o aumento de ν implica em aumento da amplitude do envelope da tensão de recuperação.

Por fim, analisa-se a resistência de falta R'_f que, caso seja considerada, aparece ligada em série com a fonte no circuito da Figura 2.13. Se o sistema está perfeitamente sintonizado, a corrente residual é dada por $I_{res} = \frac{E_{FN}}{R_0 + R'_f}$ e a tensão de recuperação inicial por

$$E_{FN} \frac{R'_f}{R_0 + R'_f}.$$

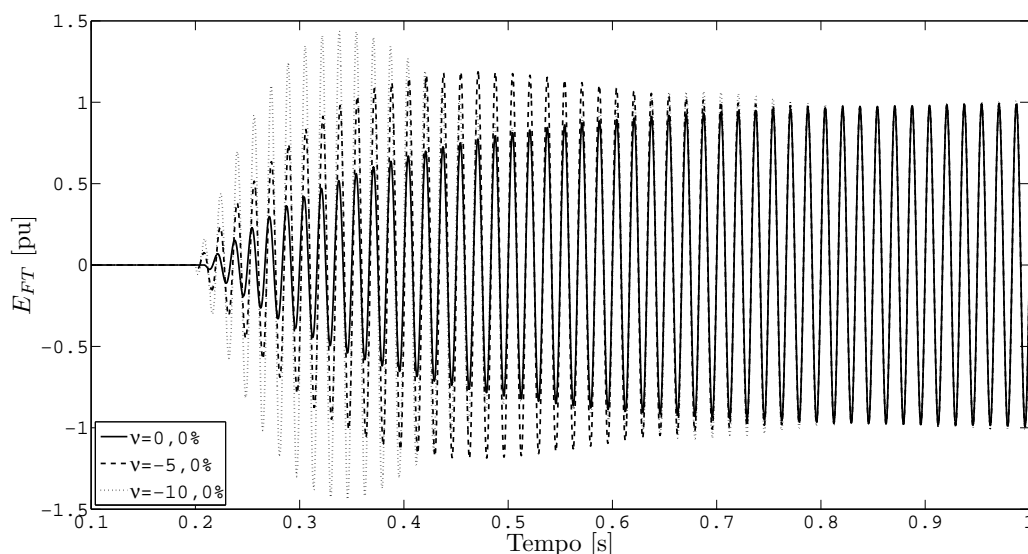


Figura 2.15: Recuperação da tensão após extinção do arco para diferentes níveis de dessintonia (Arco extinto em $t = 0,2$ s, $C_0 = 2 \mu\text{F}$, $d = 3,0\%$).

A Figura 2.16 mostra a recuperação da tensão para três valores de R'_f . O valor da resistência R_0 utilizado corresponde a um amortecimento $d = 3,0\%$. Para faltas de alta resistência, a tensão E_{NT} da fase sob falta, durante o curto-circuito, é considerável. Por isso em $t = 0,2$ a tensão para os valores mais altos de resistência é muito maior que zero. O tempo gasto para que a fase retorne ao seu valor nominal sofre pouca influência da resistência de falta.

Quanto aos valores máximos da corrente residual, em alguns países já existem normas que definem limites a serem obtidos para se assegurar a autoextinção do arco. A definição dos limites também leva em conta os máximos valores das tensões de toque e de passo na vizinhança do ponto de falta. A Figura 2.17 mostra o limite para autoextinção da norma alemã VDE 0228-2 (frequência da rede 50 Hz e considera-se a extinção do arco em poucos ciclos). Devido à capacidade de compensação da corrente de falta, a corrente limite do sistema com aterramento ressonante é sempre maior do que a do sistema com neutro isolado para um mesmo nível de tensão.

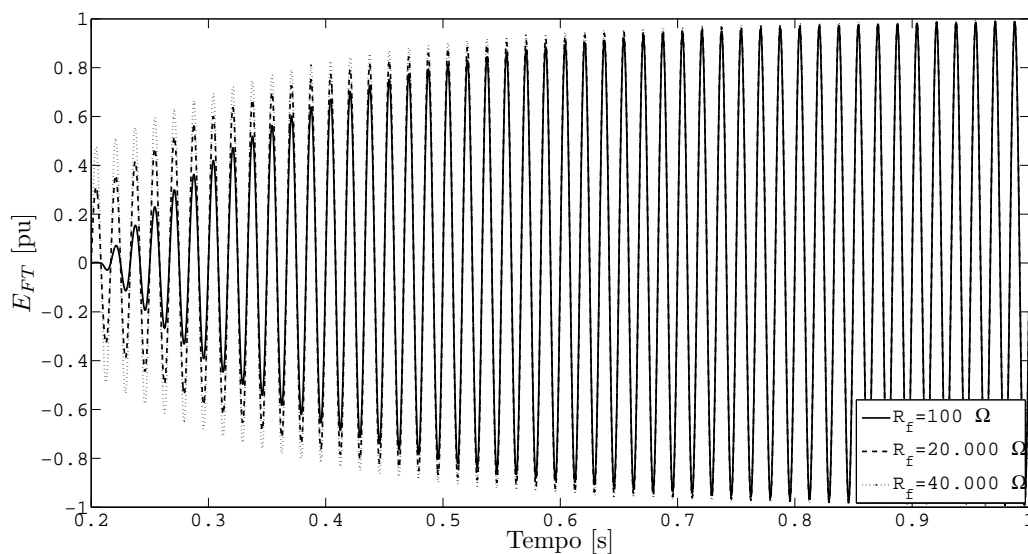


Figura 2.16: Recuperação da tensão após extinção do arco para diferentes valores da resistência de falta (Arco extinto em $t = 0,2$ s, $R_0 = 44.210 \Omega$, $\nu = 0$).

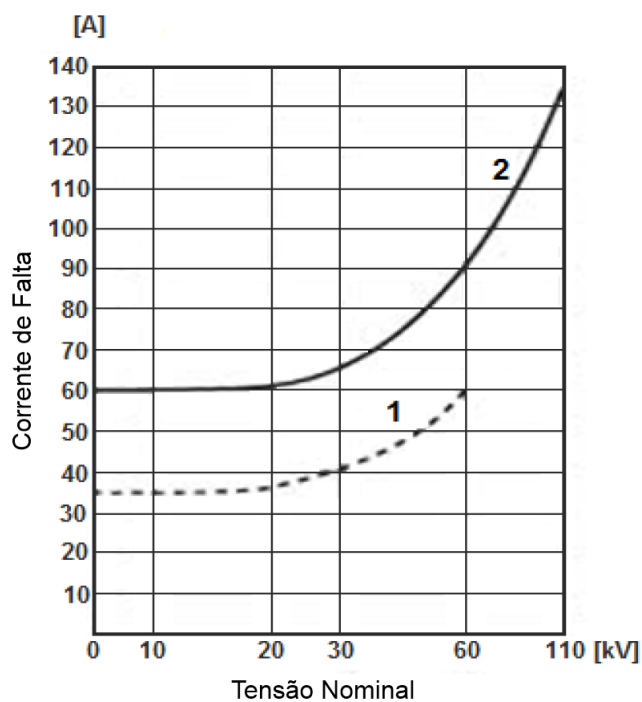


Figura 2.17: Corrente limite para assegurar a autoextinção do arco de acordo com (DKE, 1987). Curva 1: Rede isolada. Curva 2: Rede com aterramento ressonante.

2.5 Transitórios

O regime transitório que se estabelece durante a ocorrência de uma falta fase-terra pode ser dividido, de acordo com (BUCHHAGEN, 2011), em três subprocessos, relacionados à redistribuição das tensões ao longo de todo o sistema.

O primeiro deles é a descarga do condutor sob falta, no qual a carga elétrica é drenada e o potencial de terra é erigido por toda a extensão do condutor. Ainda de acordo com (BUCHHAGEN, 2011), a faixa de frequência na qual esse processo ocorre varia entre 500 Hz e 100 kHz. Devido ao forte amortecimento, ele dura apenas alguns milissegundos.

A seguir, devido ao aumento da tensão nas fases sãs, cargas suplementares são fornecidas aos condutores através de um caminho que envolve os enrolamentos do transformador da subestação. Os trabalhos de (WILLHEIM; WATERS, 1956; BUCHHAGEN, 2011) indicam que as tensões nas fases sãs não passam de $1 + \sqrt{3} = 2,73$ vezes a amplitude da tensão de fase do regime permanente. Esse valor depende principalmente da relação entre o valor das capacitâncias fase-fase e fase-terra. As frequências nesta etapa ficam tipicamente entre 70 Hz e 4 kHz e a duração entre 15 e 20 ms. A componente de carga domina a amplitude das tensões e correntes do regime transitório, sendo utilizada como sinal de entrada para alguns modelos de relés direcionais.

Por fim, ocorre a variação da tensão nos terminais da bobina. Como a reatância na faixa de frequências do regime transitório é muito alta, o efeito deste subprocesso não é significativo e pode ser desprezado sem grandes problemas.

Para faltas próximas à subestação, o modelos simples da Figura 2.18(a) pode ser utilizado para estimar a amplitude da corrente transitória (NIKANDER; LAKERVI; SUONTAUSTA, 1995). Ele pode ser reduzido ao circuito da Figura 2.18(b).

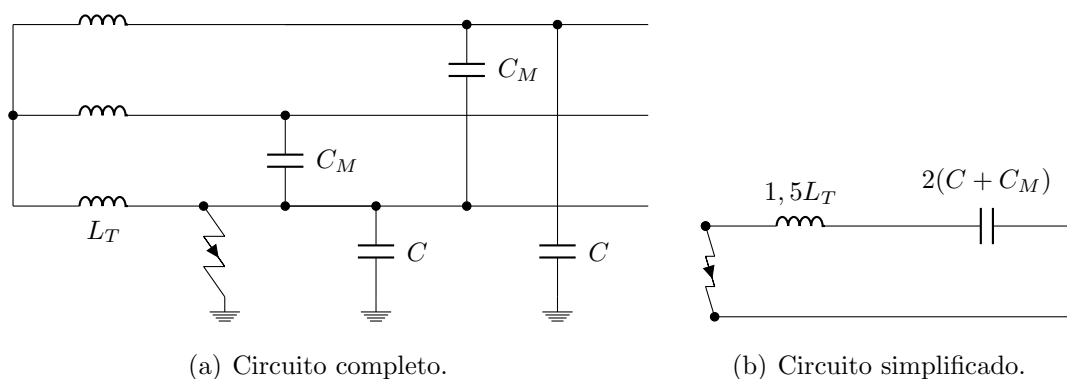


Figura 2.18: Modelo para transitório de carregamento das fases.

A frequência angular do transitório de carregamento das fases sem considerar o amortecimento é dada por

$$\omega_c = \frac{1}{\sqrt{L_{eq}C_{eq}}} = \frac{1}{\sqrt{3L_T(C + C_M)}},$$

sendo L_T a indutância série do transformador, C a capacitância fase-terra e C_M a capacitância mútua.

Se a falta acontece quando a tensão está no seu valor máximo, a amplitude da corrente transitória pode ser expressa por

$$\hat{i}_C = \frac{C_{eq} \omega_c}{3C} \frac{\hat{I}_{C_T}}{\omega},$$

sendo \hat{I}_{C_T} a máxima amplitude da corrente capacitiva de falta. A amplitude transitória máxima pode alcançar de 10 a 15 vezes o valor de I_{C_T} .

Em uma rede real, sempre haverá um elemento amortecedor proveniente da resistência de falta e outros elementos resistivos do circuito. O amortecimento afeta tanto a amplitude quanto a frequência do regime transitório. A resistência de falta crítica, a partir da qual o circuito se torna sobreamortecido, para uma rede aérea fica entre 50 e 200 Ω (NIKANDER; LAKERVI; SUONTAUSTA, 1995).

São poucos ainda os estudos específicos sobre transitórios em redes com aterramento ressonante. Existe um modelo um pouco mais complexo, que considera a resistência da linha (BUCHHAGEN, 2011) e alguns em componentes simétricas (WILLHEIM; WATERS, 1956; HUANG, 2007).

2.6 Abertura Monopolar

Além dos problemas usuais causados por manobras de chaveamento, a abertura monopolar em um sistema aterrado através da bobina de Petersen irá gerar um grande desequilíbrio nas capacitâncias e conseqüentemente haverá aumento do potencial do neutro, o que poderá causar danos ao sistema, caso os isoladores e outros componentes não suportem a elevação de tensão nos seus terminais. A Figura 2.19 mostra um circuito simplificado da situação.

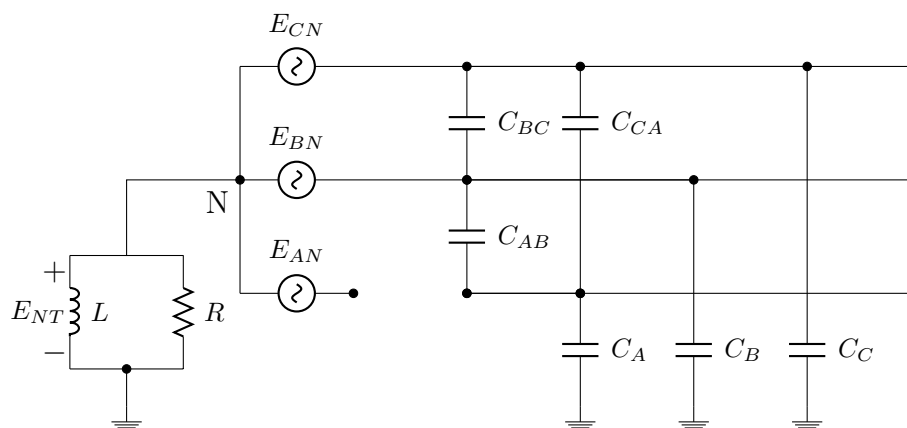


Figura 2.19: Circuito para análise da abertura monopolar.

Se as três capacitâncias fase-terra são iguais a C e as capacitâncias mútuas iguais a C_M , o circuito equivalente das capacitâncias visto da bobina é tal como mostrado na Figura 2.20 (SUMNER, 1947).

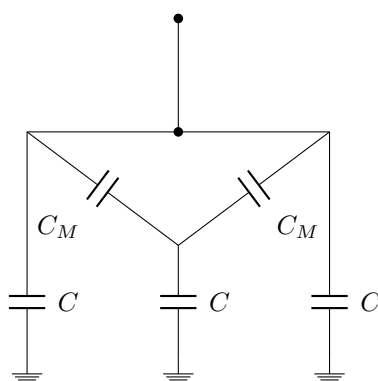


Figura 2.20: Circuito equivalente visto da bobina.

Dada uma razão $\beta = C_M/C$, a capacitância C'_T da abertura monopolar em função da capacitância total C_T do regime permanente ($C_T = 3C$) pode ser definida por

$$C'_T = \frac{2}{3} \left(1 + \frac{\beta}{2\beta + 1} \right) C_T. \quad (2.7)$$

Uma estimativa da tensão neutro-terra E_{NT} durante a abertura monopolar pode ser obtida a partir da equação (2.6)¹. Para tanto, utiliza-se $k = 0,5$ e substitui-se C_T por C'_T nas fórmulas dos parâmetros d e ν .

¹Para facilitar a leitura, as equações (2.4), (2.5) e (2.6) são repetidas a seguir:

$$\nu = 1 - \frac{1}{\omega^2 LC_T}, \quad d = \frac{1}{\omega RC_T}, \quad |E_{NT}| = E_{FN} \frac{k}{\sqrt{d^2 + \nu^2}}$$

De acordo com (SUMNER, 1947), $\beta = 0,25$ é um valor usual para redes aéreas que utilizam o aterramento ressonante. Para esse valor de β , $C = 2 \mu\text{F}$ e $R = 5.526 \Omega$, a Tabela 2.3 exibe os valores dos parâmetros e da tensão neutro-terra para três situações: regime permanente, abertura monopolar com a bobina sintonizada com a capacitância C_T e abertura monopolar com a bobina sintonizada com a capacitância C'_T .

Tabela 2.3: Valores da tensão E_{NT} para diferentes situações.

Situação	k [%]	d [%]	ν [%]	E_{NT} [pu]
Regime Permanente (sintonização com C_T)	0	8,0	0	0
Abertura Monopolar (sintonização com C_T)	0,5	8,0	-2,86	1,65
Abertura Monopolar (sintonização com C'_T)	0,5	10,29	0	4,86

Valores tão altos da tensão neutro-terra não serão alcançados na prática devido à saturação do núcleo de ferro da bobina, o que acabaria com a ressonância necessária para se manter a sobretensão. De qualquer forma, essa situação deve ser evitada, pois ela pode levar ao sobreaquecimento da bobina. Nota-se que se a bobina é sintonizada com $\nu < 0$, a desconexão de uma parte da capacitância do sistema não permitirá que a bobina fique sintonizada com a parte restante do circuito, diminuindo a sobretensão; por essa razão é normal que a bobina seja operada com ν entre $-2,0\%$ e $-6,0\%$.

Outra abordagem sobre este assunto se encontra no capítulo 6 de (WILLHEIM; WATERS, 1956).

Neste capítulo, a sintonização da bobina foi estudada por meio de um circuito trifásico e também por componentes simétricas, chegando ao mesmo resultado. Os principais parâmetros de análise de sistemas com aterramento ressonante são: a corrente capacitiva de falta I_{C_T} , a corrente residual I_{res} , o nível de dessintonia ν , o amortecimento d e o fator de desequilíbrio das capacitâncias k . Quanto à autoextinção do arco, os dois principais fatores a serem considerados são a corrente residual e a taxa de recuperação de tensão. O regime transitório pode ser dividido em três etapas, sendo a de carregamento das fases sãs a mais importante. As aberturas monopolares podem resultar em sobretensões proibitivas. Para evitar o problema, recomenda-se a utilização da bobina em sobrecompensação.

Conhecido o básico das ferramentas teóricas de análise das redes com aterramento ressonante, é possível examinar as tecnologias construtivas da bobina, as diferentes formas de aplicação e outros sistemas correlatos.

3 *Tecnologias e Sistemas Periféricos*

Esse capítulo se inicia com a revisão da literatura sobre as tecnologias construtivas das bobinas de Petersen. A medição dos parâmetros apresentados no Capítulo 2 e os modos de operação do sistema são abordados a seguir. A revisão continua com comentários sobre o sistema de proteção em redes com aterramento ressonante, que usa algoritmos específicos. A coordenação de isolamento também se difere da projetada para redes com neutro multiterrado, por isso merece um tópico à parte. A última seção contém um pequeno resumo da utilização da bobina de Petersen no mundo, incluindo uma subseção específica sobre o Brasil.

3.1 Tipos de Bobina e Formas de Conexão

A bobina de Petersen é o elemento central nos sistemas com aterramento ressonante. Ela pode ser definida basicamente como um reator conectado entre o neutro de um transformador e a terra. A conexão usual do transformador de potência ao qual a bobina é conectada é delta-estrela ou estrela-estrela com um terceiro enrolamento em delta. Em ambos os casos, a impedância de sequência zero do transformador é pequena, se comparada a outros elementos do sistema, e a capacidade de carga do neutro é governada somente pela ampacidade dos enrolamentos (PAPP; KÖNIG, 2010). Se o neutro não for acessível no transformador de potência, um transformador de aterramento deve ser usado. As qualidades desejadas nesse tipo de transformador são: baixa impedância de sequência zero, alta impedância de magnetização e perdas pequenas. A conexão em zigzag com ou sem secundário é a mais utilizada (WILLHEIM; WATERS, 1956).

A topologia da rede ligada à subestação de distribuição – principalmente nas grandes áreas urbanas com linhas aéreas – pode variar por vários motivos, por exemplo, em função da necessidade de manutenção de um alimentador ou da detecção de uma falta

permanente. Com a variação do número de alimentadores ligados ao barramento principal da subestação, ocorre a mudança da capacitância fase-terra total do circuito. Nas redes que utilizam o aterramento ressonante, isso implica perda da sintonização configurada, sendo necessário, portanto, modificar a indutância da bobina.

Durante a operação normal do sistema, o reator é exposto somente a uma pequena porcentagem da tensão fase-neutro do sistema. Em caso de uma falta fase-terra, entretanto, a tensão irá crescer para seu valor máximo. Até esse nível máximo, a característica V/I da bobina deve ser essencialmente linear (máx. tolerância de linearidade 5% de acordo com IEC 60076-6). Para tensões excedendo a tensão fase-neutro nominal do sistema, é desejável que a bobina fique saturada para limitar as sobretensões (PAPP; KÖNIG, 2010; WILLHEIM; WATERS, 1956).

Ambos os requisitos citados – ajuste da indutância por ampla faixa e característica de saturação – apontam para o uso de reatores com núcleo de ferro com *gaps* de ar. Entretanto, já existem tecnologias mais modernas capazes de atender tais requisitos adicionando ainda vantagens na operação.

Feita essa pequena introdução, são listados abaixo alguns tipos de bobina utilizados atualmente, classificados pelo método de ajuste da indutância:

- Bobina fixa;
- Com taps (ajuste descontínuo);
- Polarização magnética (ajuste contínuo);
- Com ajuste do gap de ar (ajuste contínuo);
- Baseados em eletrônica de potência;
- Métodos híbridos.

A bobina com reatância fixa é utilizada em linhas dedicadas ou em grandes redes em que a compensação da corrente capacitiva de falta é distribuída ao longo de vários transformadores (vide Seção 3.5).

A bobina com taps pode ser ajustada por meio de um único enrolamento ou por meio de vários, que são conectados e desconectados conforme a necessidade (*step coils*). A mudança de tap é normalmente feita por um variador de tap *off-load* montado dentro do tanque do reator e operado manualmente pelo lado de fora. Para esse propósito o reator

deve ser isolado do sistema. Reatores feitos de muitos enrolamentos são normalmente equipados com chaves para ajuste remoto da indutância; tipicamente essas chaves são montadas em cima do tanque (PAPP; KÖNIG, 2010).

A Figura 3.1 mostra uma bobina de $21/\sqrt{3}$ kV, 4 MVar, $I_L = 70,1\text{--}330$ A, ajustável em 64 passos, 4,13 A cada.



Figura 3.1: Bobina de taps de 4 MVar. Retirado de (SCHLABBACH, 2008).

O princípio de funcionamento da bobina de Petersen com polarização magnética é fazer o núcleo de ferro se magnetizar com corrente contínua através de um enrolamento de controle, mudando não a reatância, mas a permeabilidade do núcleo, a fim de ajustar continuamente a indutância (CAIXU, 2003).

3.1.1 Bobinas com núcleo móvel

A maioria das bobinas de Petersen utilizadas atualmente é construída com núcleo em formato de êmbolo (núcleo móvel). O circuito magnético do reator consiste essencialmente de um ou dois núcleos em êmbolo e duas ou mais culatras (*yokes*), que proveem o caminho de retorno para o fluxo magnético. A indutância nesse tipo de reator é ajustada pela alteração da relutância magnética. Pela rotação de um eixo central, o núcleo de êmbolo é movido para cima ou para baixo, ajustando o comprimento do *gap* de ar de aproximadamente zero até o comprimento do enrolamento. Isso permite uma faixa de

regulação da corrente de até 1:12,5. Os dois tipos possíveis de projeto são ilustrados na Figuras 3.2 e 3.3.

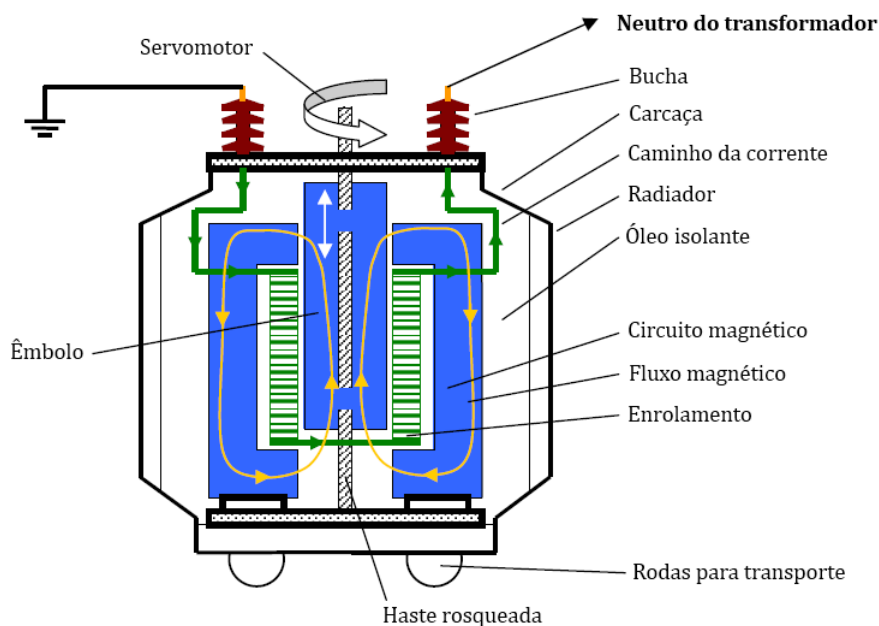


Figura 3.2: Modelo da bobina com um êmbolo. Adaptado de (ZINNBAUER, 2007).

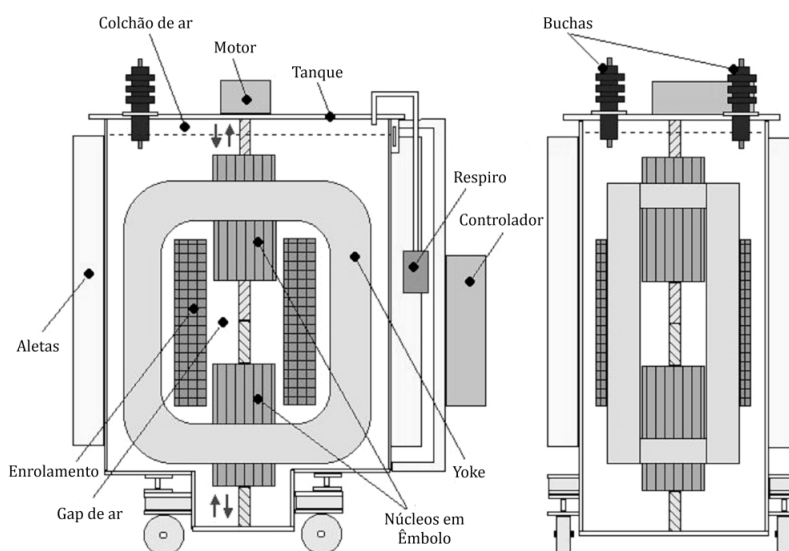


Figura 3.3: Bobina com dois núcleos móveis. Adaptado de (PAPP; KÖNIG, 2010).

A movimentação do êmbolo na maioria das bobinas é feita por um motor montado na parte superior do tanque, que pode ser operado por botões no painel central ou pela sala de controle via controle remoto.

O projeto do enrolamento é similar àqueles dos transformadores com potência nominal e classe de tensão equivalente. Uma diferença, entretanto, se dá no ciclo de trabalho das bobinas. Elas geralmente são projetadas ou para ciclos de duas horas ou para funcionamento contínuo de 24 horas – para aquelas redes que não desligam até que seja encontrado o ponto de falta.

Normalmente o enrolamento é do tipo camadas. Uma vez que o enrolamento de um núcleo de êmbolo pode ser exposto a um considerável fluxo magnético de dispersão, cuidado especial deve ser tomado na escolha do condutor para manter as correntes de Foucault do enrolamento dentro de limites aceitáveis. Isso é obtido subdividindo o condutor em pequenos fios isolados e transpostos. As bobinas de até 8 MVAr são equipadas com tanques de aço corrugado nos quais a largura das aletas é governada pelo ciclo de trabalho do reator. As buchas mais utilizadas são de porcelana (PAPP; KÖNIG, 2010).

Uma vez que as bobinas, se comparadas com os transformadores de potência, são carregadas só ocasionalmente com a corrente total, o envelhecimento térmico do isolamento é substancialmente reduzido. O limite de temperatura para as bobinas projetadas para operação contínua é de 80°C, já para operação de 2 horas limita-se em 100°C.

Cada bobina é equipada com um enrolamento secundário (padrão 100V/3A) para conexão de equipamentos de medição ou monitoramento, assim como um enrolamento auxiliar de 500 V (PAW - *principal auxiliar winding*) para conexão do resistor *shunt* ou de um equipamento de injeção de corrente.

3.1.2 Bobinas baseados em eletrônica de potência

A partir das década de 90, com a evolução tecnológica e a diminuição dos preços das chaves de estado sólido, foram desenvolvidos equipamentos baseados em eletrônica de potência que têm o mesmo princípio de funcionamento dos reatores de indutância variável.

A Figura 3.4(a) mostra uma “bobina” do tipo TCR (*Thyristor Controlled Reactor*) (SUGIMOTO et al., 1996). Os componentes principais são o reator, um resistor de amortecimento, um dispositivo de proteção contra sobretensão e os tiristores em anti-paralelo que chaveiam entre os *taps* do reator para ajustar o nível de compensação da corrente. Não é mostrado, mas circuitos *snubbers* são conectados a cada tiristor. Há também os circuitos de *gate*, os quais recebem o sinal de chaveamento de um controlador.

Um circuito alternativo é exibido na Figura 3.4(b) (ZHONGREN; BO; NI, 2009). De forma a diminuir a presença de harmônicos no circuito, o ajuste fino da corrente indutiva –

controlado pelo disparo com ângulo diferente de zero – é feito por apenas um dos tiristores.

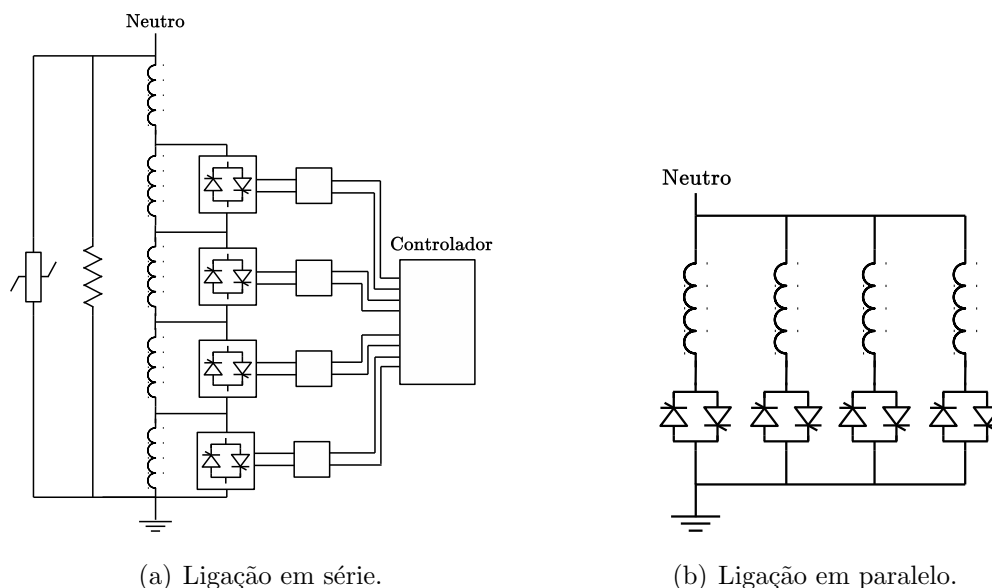


Figura 3.4: Modelos de “bobina” tipo TCR.

Equipamentos híbridos formados por um TCR mais outro tipo de bobina também são utilizados. Com ajuste de *taps* é apresentado no artigo (HONGBO et al., 2004) e com ajuste do *gap* de ar em (CHONGLIN et al., 2005; LI; WANG, 2008).

Outro tipo de equipamento da família FACTS (*Flexible AC Transmission System*) que é utilizado para compensação da corrente capacitiva de falta é o TSC (*Thyristor Switched Capacitor*). A Figura 3.5 mostra o circuito de uma “bobina” TSC com resistor de amortecimento em paralelo. Grupos de capacitores de diferentes tamanhos são ligados em paralelo ao enrolamento secundário através de tiristores em anti-paralelo. Os valores possíveis da reatância equivalente – que varia em passos – são obtidos através da mudança do número de capacitores ligados, feita sempre quando a tensão através do capacitor é igual a zero.

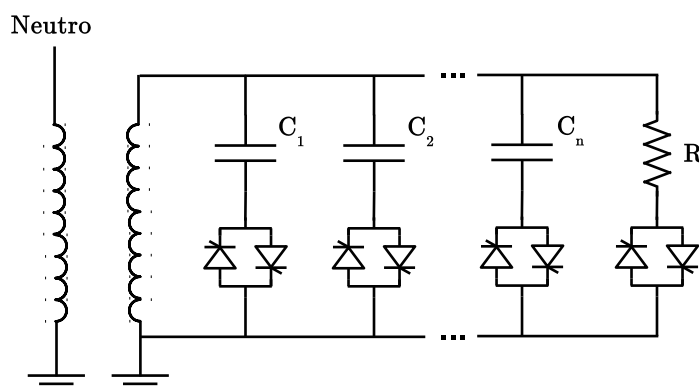


Figura 3.5: Modelo de “bobina” tipo TSC.

Em geral, a razão das capacitâncias é projetada como $C_1 : C_2 : C_n = 1 : 2 : \dots : 2^{n-1}$. Se a corrente nominal da bobina é I_L e a razão entre a maior e a menor corrente é K , a diferença entre os possíveis valores de corrente de compensação é dada por

$$\Delta I_L = \frac{1}{2^{n-1}} \left(1 - \frac{1}{K} \right) I_L.$$

O valor de n define a precisão da sintonização. Na prática, ΔI_L é menor que 3 A (YUQIN; ZHIYE, 2002; YUQIN; ZENGPING; HAI, 2006).

Com relação às bobinas de núcleo móvel, a principal vantagem dos equipamentos baseados em eletrônica de potência é a resposta mais rápida. Se não forem bem projetados, podem aparecer as seguintes desvantagens:

- poluição harmônica;
- variação muito alta da corrente (dI/dt) causada pela corrente de *inrush* dos capacitores;
- sobretensão durante a ligação dos tiristores;
- dificuldade de dissipação de calor.

A tecnologia mais atual envolvendo eletrônica de potência é chamada de RCC (*Residual Current Compensation*) (WINTER, 1993), aterramento ativo (AMEZUA et al., 2007) ou TASC (*Transformer based Arc Suppression Coil*). A reatância equivalente de um transformador ligado ao neutro pode ser regulada linearmente ao se controlar a corrente injetada no enrolamento secundário numa proporção específica à corrente no enrolamento primário, o que pode ser implementado por um CSI (*Current Source Inverter*) ou um VSI (*Voltage*

Source Inverter) modificado, conectado ao enrolamento secundário do transformador. O aterramento ativo permite, inclusive, a compensação da parcela ativa da corrente de falta.

A Figura 3.6, adaptada do artigo (LU; QIAOFU; YU, 2008), mostra um dos circuitos que podem ser utilizados. O primário do transformador conecta o neutro da distribuição e a terra, enquanto múltiplos enrolamentos secundários são conectados com VSIs, que funcionam como uma carga controlável do transformador. A relação de transformação é dada por $K = N_1/N_2$. O número de enrolamentos secundários é dado por n . A corrente no primário é I_1 e as correntes em cada enrolamento secundário são $I_{21}, I_{22}, \dots, I_{2n}$. O controle das correntes no secundário deve satisfazer a relação

$$I_{21} = I_{22} = \dots = I_{2n} = -K\alpha I_1/n,$$

sendo α o coeficiente de proporção da corrente no secundário para o primário, que fica entre 0 e 1 e é controlado pelo disparo dos VSIs. A reatância equivalente do transformador é dada por

$$X_L = X_{1\sigma} + (1 - \alpha)X_{1m},$$

sendo $X_{1\sigma}$ a reatância de dispersão do primário do transformador e X_{1m} a reatância de magnetização referida ao primário.

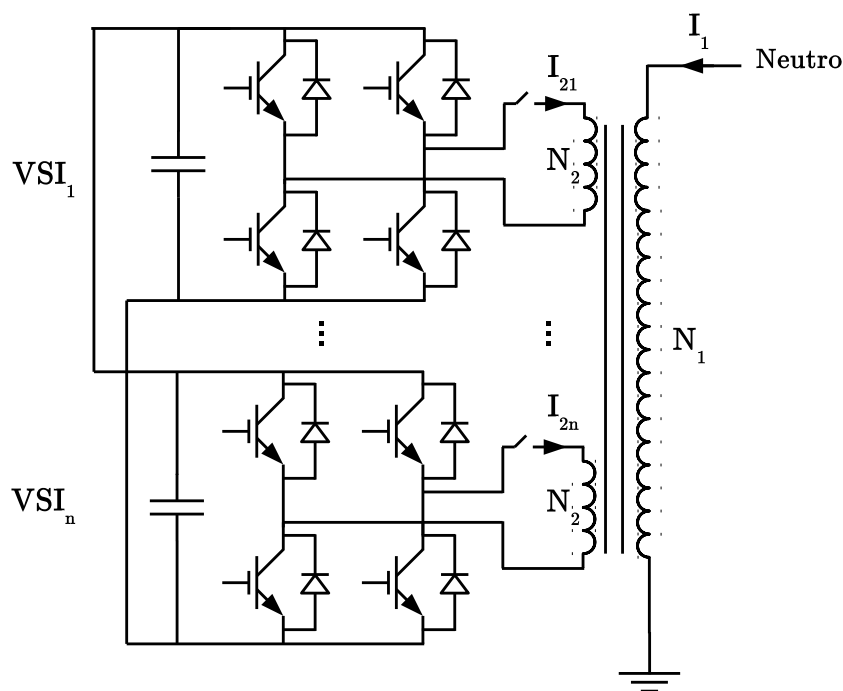


Figura 3.6: Topologia com VSIs.

Esse tipo de equipamento apresenta excelentes características como regulação linear da reatância por ampla faixa com baixa geração de harmônicos e resposta rápida, o que o torna competitivo em aplicações industriais (LU et al., 2006). Em (WANGYI et al., 2009) é apresentada uma variante com IGBT que tem como vantagens menor geração de ruídos e de poluição harmônica.

3.2 Medição dos parâmetros da rede e sintonização automática da bobina

Alguns tipos de bobina com indutância variável foram apresentadas na seção anterior e o modo como a variação da indutância é obtida irá depender da tecnologia empregada. Para que a sintonização da bobina possa ser feita corretamente, é preciso conhecer em tempo real alguns parâmetros do sistema. Essa atividade é feita por um controlador que recebe na entrada algumas grandezas básicas, calcula outros parâmetros e emite na saída os sinais para alteração da indutância.

As grandezas básicas normalmente utilizadas pelo controlador para detectar a mudança de configuração da rede são a tensão neutro-terra E_{NT} , a corrente de sequência zero em cada alimentador I_{0n} e a corrente na bobina I_L . Outros parâmetros importantes obtidos indiretamente são a capacitância total fase-terra C_T , o nível de dessintonia ν , o amortecimento d e o fator de desequilíbrio das capacitâncias k .

Os diferentes métodos aplicados para calcular os parâmetros e decidir o novo ponto de sintonização podem envolver pequenas alterações no circuito. Eles serão detalhados nas próximas seções.

Além da medição dos parâmetros e sintonização da bobina, redes modernas com aterramento ressonante utilizam diferentes estratégias para controlar a tensão E_{NT} . Algumas possibilidades serão apresentadas na Seção 3.2.3.

3.2.1 Obtenção das grandezas básicas

A tensão E_0 normalmente é medida através de um enrolamento secundário da bobina de Petersen, situação ilustrada na Figura 3.7(a). Ela também pode ser obtida pela soma das três tensões fase-terra da rede. Neste caso, a grandeza medida é conhecida como *tensão residual* ($E_{res} = 3E_0 = E_{AT} + E_{BT} + E_{CT}$). Uma forma de medição da tensão residual é mostrada na Figura 3.7(b). Pode-se utilizar tanto um transformador trifásico

quanto um banco de transformadores monofásicos, ligados em estrela aterrada no primário e delta aberto no secundário. Deve-se observar, entretanto, que o transformador trifásico precisa ter obrigatoriamente cinco colunas para que exista circuito magnético para o fluxo de sequência zero (COSTA, 1995). Em (ROBERTS; ALTUVE; HOU, 2001) os autores apresentam uma configuração melhorada do delta aberto capaz de medir valores de tensão mais altos. O trabalho também recomenda a utilização de TPs com classe 2 ou melhor.

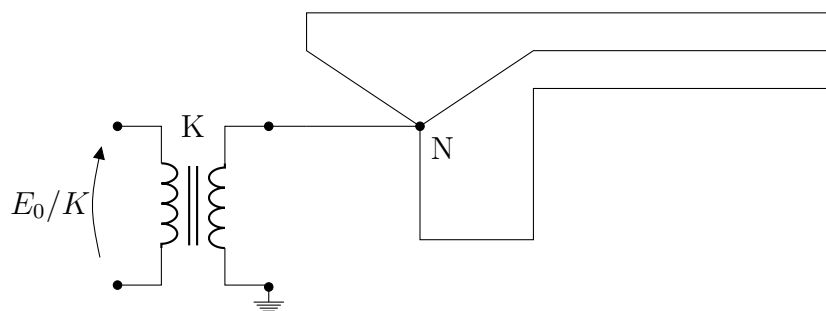
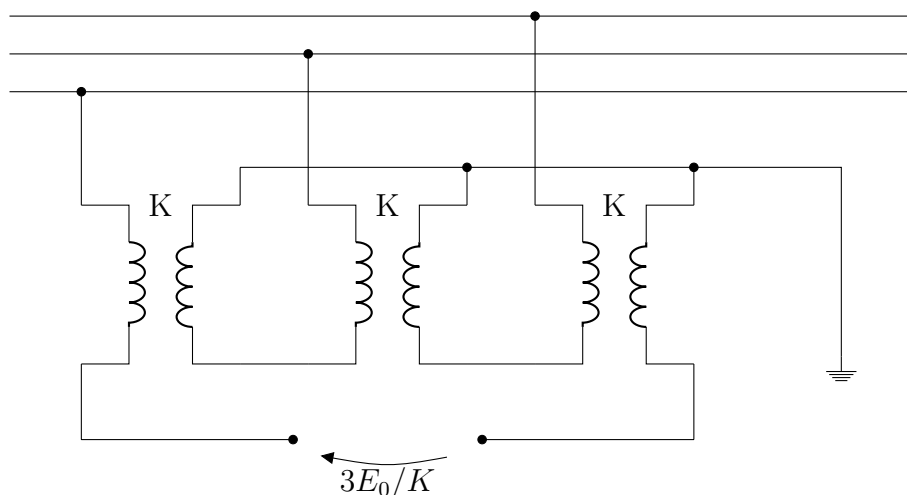
(a) Medição de E_0 em um enrolamento secundário da bobina.(b) Medição de E_0 nas fases via delta aberto.

Figura 3.7: Medição da tensão de sequência zero.

A medição da corrente de sequência zero I_0 pode ser feita diretamente no neutro do transformador, através de um TC convencional ou de janela. Mais útil para a proteção é a medição da corrente de sequência zero I_{0n} em cada alimentador através da corrente residual $I_{res} = 3I_{0n} = I_{An} + I_{Bn} + I_{Cn}$. Nesse caso, mede-se I_{res} passando as três fases por um único TC do tipo janela (toroidal) (Figura 3.8(a)) ou utilizando o circuito de Holmgreen (Figura 3.8(b)), no qual as correntes das três fases são somadas após medição individual feita através de TCs ligados a cada uma das fases. Devido aos diferentes erros de medição inerentes a cada TC, esse circuito é o menos adequado para a medição das pequenas correntes residuais resistivas dos sistemas com aterramento ressonante (ROBERTS;

ALTUVE; HOU, 2001).

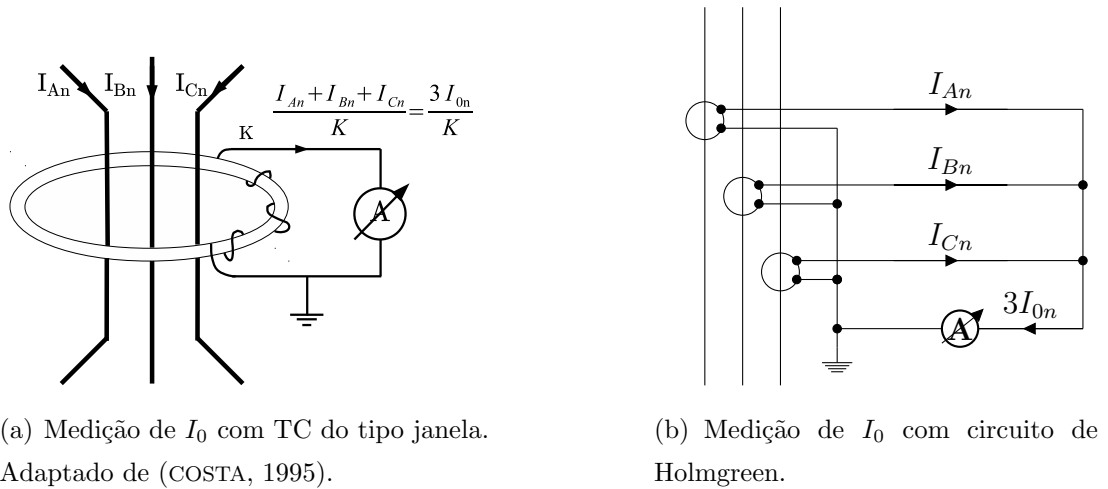


Figura 3.8: Medição da corrente de seqüência zero

3.2.2 Cálculo dos parâmetros relevantes

Os métodos de cálculo dos parâmetros podem ser divididos basicamente em quatro grupos. No primeiro são utilizados sinais de tensão e corrente obtidos durante e após o período de falta, que podem ser gerados a partir de uma falta artificial ou ser obtidos com gravações de faltas reais. Outro utiliza os sinais obtidos a partir da adição de um desequilíbrio artificial nas capacitância da rede. Os controladores mais novos utilizam técnicas de análise da variação de E_{NT} ou utilizam sistemas periféricos para injetar sinais através de enrolamentos secundários da bobina.

3.2.2.1 Sinal de falta fase-terra e adição de capacitância

O primeiro método utilizado se baseava nas medições obtidas através de uma falta fase-terra artificial. A partir da curva V (vide Figura 2.10) obtinha-se C_T , ν e d . Pela adição de capacitâncias para desbalancear o sistema, obtinha-se a curva de ressonância e dela calculava-se o fator de desequilíbrio das capacitâncias k . Esses dois métodos, entretanto, são caros e inseguros (ZENG; XU; WANG, 2010). Eles são usados atualmente somente para conferir a qualidade do algoritmo de controle (DRUML; KUGI; SEIFERT, 2005).

A opção mais moderna neste grupo usa gravações da tensão E_{NT} após a extinção da falta, conforme teoria apresentada na Seção 2.4, para estimar os parâmetros (MARTEL et al., 2001). Nessa forma de onda, a não-linearidade do arco elétrico não distorce o sinal e o nível de harmônicos é menor. As componentes principais da forma de onda

são duas senóides com frequência muito semelhante: a do circuito RLC ressonante ω_0 e a fundamental da rede ω . Para estimar parâmetros de frequências próximas, métodos de alta resolução são requeridos. O artigo (ZIVANOVIC et al., 2004), por exemplo, utiliza mínimos quadrados repesados iterativamente (IRLS) com filtragem de harmônicos. Esse método também não é muito utilizado, pois não é capaz de calcular os novos parâmetros do sistema caso ocorra uma mudança de topologia antes da ocorrência de uma falta fase-terra.

3.2.2.2 Análise da tensão neutro-terra

Esse método se baseia na existência de um desequilíbrio das capacitâncias fase-terra que proporcione um valor mínimo mensurável de E_{NT} . Durante a operação de medição, a indutância da bobina é modificada. Usando a posição conhecida da bobina ou a corrente I_L , assim como a tensão E_{NT} a cada pequena variação da indutância, o controlador é capaz de montar a curva de ressonância e também calcular outros parâmetros. Levando em consideração a sintonização desejada, o controlador calcula a posição necessária e ajusta a bobina para o valor calculado (PAPP; KÖNIG, 2010).

Para o cálculo de ν^1 , é preciso obter primeiro a corrente capacitiva de falta I_{CT} . Para tanto, utiliza-se medições de I_L e E_{NT} em dois pontos. Essas variáveis podem ser relacionadas através de uma versão modificada da equação para $|E_{NT}|$:

$$|E_{NT}| = \frac{\bar{k}}{\sqrt{I_W^2 + (I_{CT} - I_L)^2}}, \quad (3.1)$$

sendo o fator complexo $\bar{k} \propto \omega C_D E_{FN}^2$ (MARTEL et al., 2001). Dividindo a equação para E_{NT1} pela equação para E_{NT2} , tem-se:

$$\frac{E_{NT1}}{E_{NT2}} = \frac{\sqrt{I_W^2 + (I_{CT} - I_{L2})^2}}{\sqrt{I_W^2 + (I_{CT} - I_{L1})^2}}.$$

A fórmula para a corrente capacitiva de falta é obtida ao se ignorar a parcela resistiva e colocar I_{CT} em evidência:

$$I_{CT} = \frac{E_{NT1}I_{L1} - E_{NT2}I_{L2}}{E_{NT1} - E_{NT2}}.$$

¹As Equações (2.4), (2.5) e (2.6) são relembradas mais uma vez:

$$\nu = \frac{I_{CT} - I_L}{I_{CT}}, \quad d = \frac{I_W}{I_{CT}}, \quad |E_{NT}| = E_{FN} \frac{k}{\sqrt{d^2 + \nu^2}}$$

Com I_{C_T} e I_L , calcula-se ν pela equação (2.4). A parcela ativa da corrente de falta I_W também pode ser obtida a partir da equação (3.1). Primeiro, mede-se a tensão máxima no neutro, que ocorre no ponto de ressonância:

$$E_{NT_{max}} = \frac{\bar{k}}{I_W}.$$

Em seguida, mede-se a tensão no ponto onde a parcela reativa é igual a ativa, isto é, $I_{C_T} - I_L = I_W$ na Equação (3.1):

$$E_{NT_W} = \frac{\bar{k}}{\sqrt{2}I_W}.$$

Ao se dividir os dois resultados, tem-se

$$\frac{E_{NT_W}}{E_{NT_{max}}} = \frac{1}{\sqrt{2}}.$$

A mudança da corrente da bobina do ponto de máxima tensão E_{NT} para $1/\sqrt{2}$ desse valor é igual a componente wattimétrica da corrente de falta. Assim como é ilustrado na Figura 3.9, essa relação também pode ser obtida para ν e d na curva $E_{NTx\nu}$. E obtidos esses dois parâmetros, obtém-se k pela Equação (2.6).

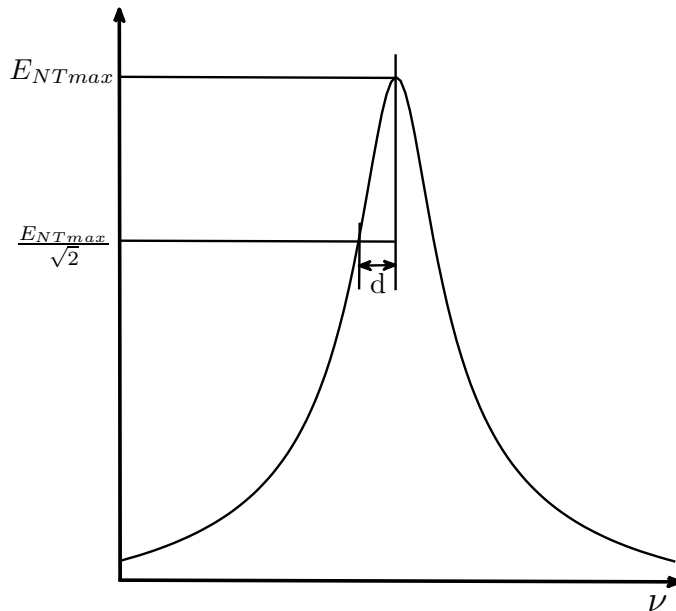


Figura 3.9: Relação entre ν e d na curva $E_{NTx\nu}$.

Algoritmos alternativos são usados com técnicas de mínimos quadrados para estimar

os parâmetros da rede diretamente de uma parte da curva de ressonância. Além disso, uma sensibilidade menor aos distúrbios pode ser alcançada utilizando um algoritmo baseado no inverso da curva de ressonância (DRUML; FRANKENREITER, 2010).

Se for possível medir o ângulo da tensão E_{NT} , pode-se utilizar um outro método que constrói um diagrama complexo em formato de círculo a partir de três medições. Dois são os benefícios desse método: funciona bem com mudanças muito pequenas da amplitude da tensão e dá informações sobre a direção do desequilíbrio de capacitâncias do sistema (MARTEL et al., 2001).

Todo sistema de sintonização que envolva variação da indutância da bobina apresenta algumas desvantagens. A sintonização deve ser fina e contínua, caso contrário a tensão E_{NT} pode alcançar valores inaceitáveis; bobinas com tap não são recomendadas e mesmo a utilização de bobinas de êmbolo pode ter dificuldades porque o motor da bobina é projetado para algumas operações de sintonização por dia apenas.

Outro problema se deve ao desenvolvimento das redes de distribuição atuais, caracterizado pelo aumento do equilíbrio das capacitâncias, seja pelo uso de redes aéreas compactas, seja pela diminuição da tolerância dos cabos nas redes subterrâneas, resultando em tensões de sequência zero muito próximas de zero. Com isso, cresce a influência da sequência positiva da corrente de carga sobre a tensão de sequência zero. Se essa tensão é muito baixa, o controlador deve ser setado para ficar mais sensível. Devido à influência da corrente de carga, cada mudança da corrente de carga pode disparar uma operação de sintonização, que é ligada ao movimento físico da bobina.

De forma sucinta, o trabalho de (DRUML; KUGI; SEIFERT, 2005) lista 13 fontes de distúrbios que podem afetar a medição da E_0 :

1. Acoplamento indutivo e/ou capacitivo na ligação entre o enrolamento de medição da bobina e o controlador. Esse efeito pode ser reduzido utilizando equipamentos de medição com cabo trançado e blindado;
2. Resolução do conversor A/D. A máxima tensão de ressonância em redes subterrâneas pode ser menor que 0,5% de E_{FN} . Assim, de forma a identificar a curva de ressonância, a resolução deve estar na faixa de 0,1% de E_{FN} ;
3. Harmônicos no sistema de sequência zero. Eles podem ser filtrados pelo controle;
4. Desequilíbrio de tensão no primário;

5. Tolerâncias de fabricação do transformador de AT/MT na faixa menor que 1%. Como resultado, tensões equilibradas no primário podem resultar em tensões desequilibradas no secundário;
6. Carga assimétrica no sistema auxiliar no enrolamento terciário do transformador de aterramento (zig-zag);
7. Desequilíbrio capacitivo das linhas devido, por exemplo, ao arranjo geométrico das fases em redes aéreas ou devido a tolerância permitidas dos cabos;
8. Acoplamento da corrente de carga pelas reatâncias e resistências série das linhas, normalmente desprezadas;
9. Acoplamento da corrente de carga pelas reatâncias mútuas das linhas, normalmente desprezadas;
10. Medição da tensão E_{NT} usando o enrolamento do delta aberto no barramento ao invés do enrolamento auxiliar da bobina resulta em erros constantes de amplitude e fase. Isso é causado pela diferença das classes de exatidão do enrolamento do delta aberto e do transformador de potência.
11. Não linearidade entre a posição medida da bobina e a sua susceptância real. O sensor de posição da bobina é um potenciômetro linear, que gera um sinal proporcional ao *gap* de ar, enquanto a susceptância da bobina é uma função não linear do *gap*;
12. Acoplamento capacitivo de linhas paralelas com diferentes níveis de tensão na mesma torre;
13. A combinação dos distúrbios mencionados acima em sistemas nos quais cargas desequilibradas são relevantes.

Todos esses fatores tornam a estimação dos parâmetros da rede mais difícil e exigem que a bobina seja movida por distâncias maiores. Todavia, nem sempre isso é possível .

3.2.2.3 Injeção de sinal

Os métodos mais recentes para se calcular a curva de ressonância e os parâmetros ν , d e k são baseados na injeção de corrente no circuito de sequência zero da rede. Com eles não é mais necessário variar a sintonia da bobina para o procedimento de cálculo. Para redes essencialmente simétricas, com tensão neutro-terra E_{NT} extremamente baixa

e nenhum sinal de controle confiável disponível, aumenta-se E_{NT} utilizando uma injeção de corrente permanente. Desse modo, as mudanças na configuração da rede podem detectadas, uma vez que E_{NT} torna-se um sinal confiável para o controlador (PAPP; KÖNIG, 2010). Os métodos podem ser divididos em: injeção da frequência de ressonância, injeção de frequência variável e injeção de pulso. Alguns equipamentos utilizados para fazer a injeção – basicamente conversores de frequência no modo CSI – são mostrados em (DRUML; KUGI; SEIFERT, 2005).

Em (XIANGJUN et al., 2004) é apresentado um método de injeção da frequência de ressonância. Para uma dada posição fixa da bobina, através de uma varredura, na qual a frequência injetada é variada e tensão e corrente no neutro são medidas, encontra-se a frequência de ressonância ω_0 quando a diferença de fase entre os dois sinais é igual a zero. Sabendo que

$$C_T = \frac{1}{\omega_0^2 L},$$

calcula-se I_{C_T} . O nível de dessintonia ν pode ser obtido pela fórmula alternativa

$$\nu = 1 - \left(\frac{\omega_0}{\omega}\right)^2.$$

A resistência equivalente na frequência de ressonância pode ser calculada por

$$\sum R = \frac{E_{NT}}{I_{NT}}.$$

Com R e C_T , obtém-se d .

A varredura de frequências não apresenta boa precisão e pode demorar muito tempo. Em (ZENG; XU; WANG, 2010) é apresentado um algoritmo para descobrir a frequência de ressonância rapidamente através de interpolação.

O método de injeção de duas frequências diferentes de ω e ω_0 apresenta várias vantagens: é mais rápido, é melhor para redes simétricas, é insensível aos erros dos TPs e suprime a influência da corrente de carga durante o período de sintonização (DRUML; KUGI; SEIFERT, 2005).

A desvantagem comum dos métodos mencionados acima é o fato das amplitudes das medições dependerem do nível de sintonização da bobina. Eles podem não funcionar bem quando a bobina estiver longe do ponto de ressonância, pois a relação sinal-ruído vai influenciar o condicionamento numérico das fórmulas aplicadas para o cálculo dos parâmetros. Para superar essa limitação, foi desenvolvido um método baseado na aplicação de pulsos no circuito de sequência zero (ORTOLANI; LEIKERMOSER, 2009). Os pulsos podem ser

obtidos com os mesmos equipamentos utilizados nos outros métodos ou, de forma mais simples, por um transformador de potencial ligado a um capacitor. Eles podem ser aplicados em paralelo com a bobina ou no próprio barramento da subestação. Além disso, com a injeção de padrões de pulso controlados é possível calcular o espectro da admitância de sequência zero de 5 Hz a 300 Hz com alta estabilidade numérica. O conhecimento do espectro junto com a topologia da rede permite prever as máximas correntes de falta com mais precisão.

3.2.3 Modos de operação do sistema

Do ponto de vista da função essencial da bobina, quanto mais próximo está o valor da reatância indutiva da bobina do valor da reatância capacitiva da rede, isto é, quanto menor o valor de do nível de dessintonia ν , melhor a supressão do arco elétrico da falta. Por outro lado, quando a rede está em operação normal e a bobina opera no ponto de ressonância, poderão aparecer sobretensões inaceitáveis para o sistema. Essa contradição pode ser melhor estudada pela análise da Equação (2.6):

$$|E_{NT}| = E_{FN} \frac{k}{\sqrt{d^2 + \nu^2}}.$$

A tensão E_{NT} no regime permanente pode ser diminuída pela alteração dos parâmetros k , ν ou d , mas normalmente só se trabalha com a variação dos dois últimos.

O artigo chinês (HONGBO et al., 2004) divide os modos de diminuição de E_{NT} no regime permanente em dois: modo de pré-ajuste da sintonização (*presetting mode*) e modo de pós-ajuste (*following-setting mode*).

No modo de pré-ajuste, a bobina trabalha no ponto de ressonância ($\nu = 0$) durante o regime permanente, ligada em paralelo com um resistor de amortecimento para aumentar d . No momento em que ocorre uma falta fase-terra, o resistor é desconectado e a corrente de falta torna-se a mínima possível. Nos sistemas que utilizam bobinas com mudança de tap, normalmente é esse o método utilizado. Outra opção de pré-ajuste é deixar a bobina desconectada durante o regime permanente, durante o qual a rede passará a operar com neutro isolado, e só ligar a bobina ao neutro durante o regime de falta (YAO et al., 2008; ZENG; XU; WANG, 2010). A precisão de compensação do modo de pré-ajuste é restrita à precisão de ajuste da bobina e o valor da corrente residual durante a falta é relacionado à velocidade de saída do circuito do resistor de amortecimento (HONGBO et al., 2004).

No modo de pós-ajuste, utilizado nas redes com bobina de ajuste contínuo, o nível

de dessintonia ν é alto no regime permanente e ajustado para o ponto de ressonância quando a falta fase-terra é detectada (YUQIN; ZHIYE, 2002). De acordo com (HONGBO et al., 2004), quando o sistema está usando o modo de pós-ajuste, a corrente residual é maior no momento de ocorrência da falta, o que não é bom para a auto-extinção dos arcos instantâneos. Isso é o mesmo que dizer que nesse modo não se suprime o arco exatamente no momento que eles ocorrem.

Tradicionalmente, a extinção do arco não é confirmada até que a amplitude da tensão E_{NT} fique abaixo de um valor permitido pela rede. Entretanto, algumas vezes é difícil distinguir a sobretensão devida à operação no ponto de ressonância e a tensão excessiva introduzida pela falta. Para diminuir a incidência da ressonância série nas bobinas mais modernas do tipo TASC, o artigo (WEIGUO; SHENGCHANG; YANMING, 2010) propõe um método de rastreamento de frequência para identificar o *timing* do arco. A idéia básica é que se o *timing* do arco pode ser identificado corretamente, tem-se uma noção melhor do status da rede e a bobina pode ser controlada de acordo para se evitar a ressonância.

3.3 Compensação Central ou Local

A compensação da corrente capacitiva de falta pode ser feita de forma centralizada, instalando apenas uma bobina de Petersen na subestação, ou de forma localizada, distribuindo bobinas de potência nominal menor nas ramificações da rede; a sintonização é feita então trecho a trecho (GULDBRAND; SAMUELSSON, 2007). Em redes de cabos subterrâneos ou submarinos de grande extensão pode-se também colocar bobinas no começo e no final das linhas (GUSTAVSEN; WALSETH, 2003). A diferença entre as duas formas de compensação é ilustrada na Figura 3.10.

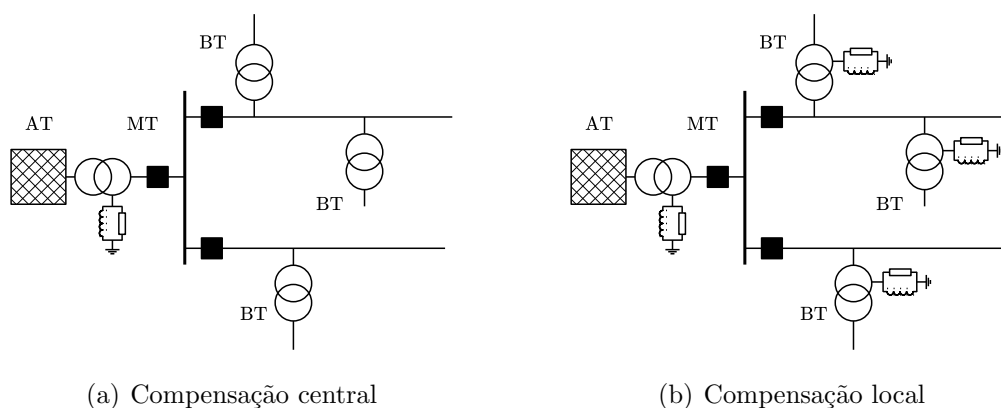


Figura 3.10: Opções para instalação das bobinas no circuito

A principal vantagem de se utilizar a compensação local é a diminuição da parcela ativa da corrente de falta. O tamanho máximo do sistema passa a depender não tanto da corrente máxima de falta, mas da distribuição não-ideal de reatores centrais e localizados (GULDBRAND; SAMUELSSON, 2007). Outro benefício adicional é que a desconexão de uma parte do sistema irá desconectar uma quantidade correspondente de compensação.

Um dos problemas é que caso uma das fases se rompa, as sobretensões que aparecerem nas fases em cada lado do ponto de rompimento do cabo serão proporcionais não mais ao nível de dessintonia do circuito completo, mas ao nível de dessintonia do subsistema, que dependerá da relação entre a reatância das bobinas e a reatância da rede bipartida. Se as bobinas não forem capazes de se ajustar automaticamente, poderão surgir grandes sobretensões (GUSTAVSEN; WALSETH, 2003).

3.4 Proteção

Dentre as funções do sistema de proteção, podem ser citadas a salvaguarda dos usuários e equipamentos do sistema e a garantia (ou rápido restabelecimento) do fornecimento da energia aos consumidores. Para tanto, a proteção atua na localização, sinalização e identificação das faltas.

A proteção típica contra faltas à terra nos sistemas solidamente aterrados consiste de relés de sobrecorrente direcionais e não direcionais com conexão residual. A detecção de faltas à terra de alta impedância é difícil nas aplicações de relés não direcionais em instalações a quatro fios com cargas fase-neutro, pois é necessário ajustar a sensibilidade mínima do relé maior do que o desbalanço normal de carga (ROBERTS; ALTUVE; HOU, 2001). Como resultado, eventos nos quais ocorre o rompimento do condutor, por exemplo, podem levar a sérios problemas de segurança.

O sistema de proteção nas redes com aterramento ressonante é semelhante ao dos sistemas solidamente aterrados, com exceção da proteção contra faltas fase-terra. Apesar do fato da maioria dos arcos elétricos se autoextinguirem nessa situação (ACHLEITNER, 2008), alguns poderão persistir na forma de uma falta intermitente ou permanente, exigindo uma ação do operador ou da proteção para eliminar a falta tão logo seja possível.

A detecção das faltas à terra de alta impedância também é problemática, mas a proteção nesse caso é intrinsecamente mais sensível, uma vez que ela precisa lidar com valores pequenos de corrente de falta e energia dissipada.

Os métodos de proteção contra faltas fase-terra utilizam basicamente as medições da tensão de sequência zero E_0 e das correntes de sequência zero de cada alimentador I_{0n} ligado à barra de saída da subestação. Os valores medidos são processados pelos relés e utilizados em duas funções: detecção dos alimentadores afetados (proteção direcional) e localização do ponto de ocorrência da falta (proteção de distância).

3.4.1 Detecção do alimentador sob falta

Os métodos de detecção do alimentador sob falta podem ser divididos entre os que utilizam medições feitas durante o período transitório da falta, com duração aproximada de poucas dezenas de milissegundos e os que utilizam medições feitas após esse período, na qual a falta atinge seu regime permanente.

Embora muitos métodos avançados tenham sido desenvolvidos durante os últimos anos, ainda há alguns casos que a detecção de faltas à terra é crítico. A recomendação para o bom funcionamento do sistema de proteção é a utilização simultânea de mais de um dos métodos descritos abaixo (ROBERTS; ALTUVE; HOU, 2001). Uma classificação mais detalhada dos métodos de detecção pode ser encontrada em (ROMAN; PIETZSCH, 1997).

3.4.1.1 Proteção com sinal do regime permanente

Os diferentes métodos se dividem de acordo com a componente da corrente residual que é utilizada para a identificação do alimentador. Os mais utilizados são descritos a seguir.

Proteção wattimétrica – Uma vez que esse é o tipo de proteção mais utilizado nas redes com neutro compensado, será apresentada uma descrição mais aprofundada de suas características. A atuação do relé é baseada na análise do deslocamento de fase das correntes de sequência zero em cada alimentador em relação a tensão residual. No alimentador sob falta, a componente resistiva de I_0 está na direção oposta da componente dos alimentadores sãos. O detalhamento a seguir baseia-se no *application note* (ALSTOM, 2010).

A Figura 3.11 mostra um sistema radial de distribuição com três alimentadores no qual ocorre uma falta fase-terra na fase A do alimentador número 3.

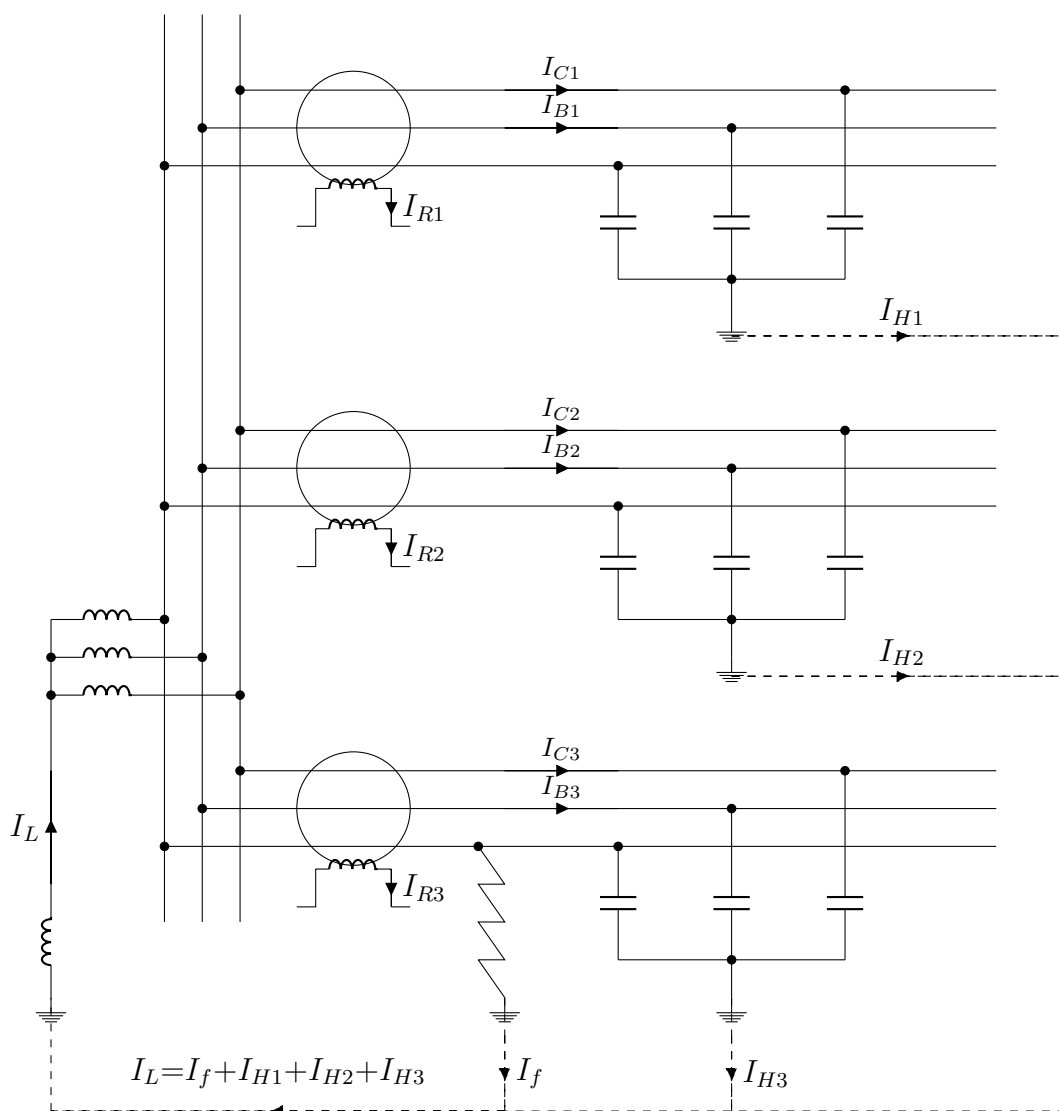


Figura 3.11: Rede para análise das capacitâncias assimétricas

Na situação teórica de ressonância da bobina e desconsiderando as resistências do transformador, da bobina e dos alimentadores, resultando em $I_f = 0$, os fasores de corrente podem ser representados como na Figura 3.12. A corrente residual I_{R1} (Figura 3.13(a)) é igual a soma das correntes das fases sãs I_{B1} e I_{C1} ; o mesmo vale para I_{R2} . Já I_{R3} é obtida pela soma de $I_f + I_{H3} = I_L - I_{H1} - I_{H2}$ (Figura 3.13(b)). Da comparação da amplitude e fase das correntes residuais conclui-se que não é possível fazer discriminação do alimentador sob falta dos alimentadores sãos nem pelos ângulos nem pelas amplitudes dos fasores.

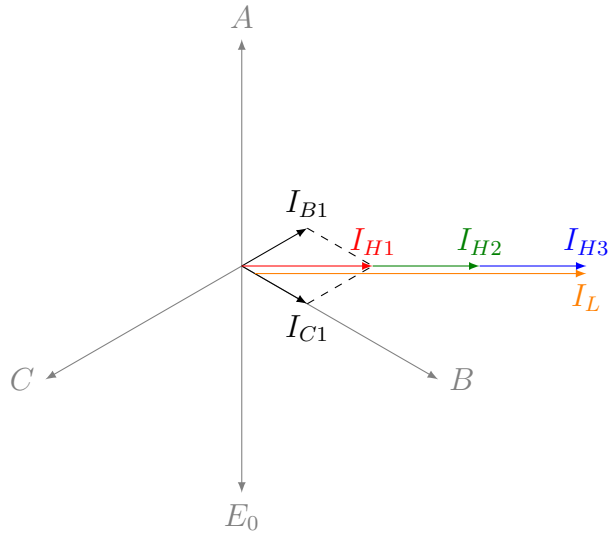


Figura 3.12: Fasores quando se desconsidera as resistências da rede.

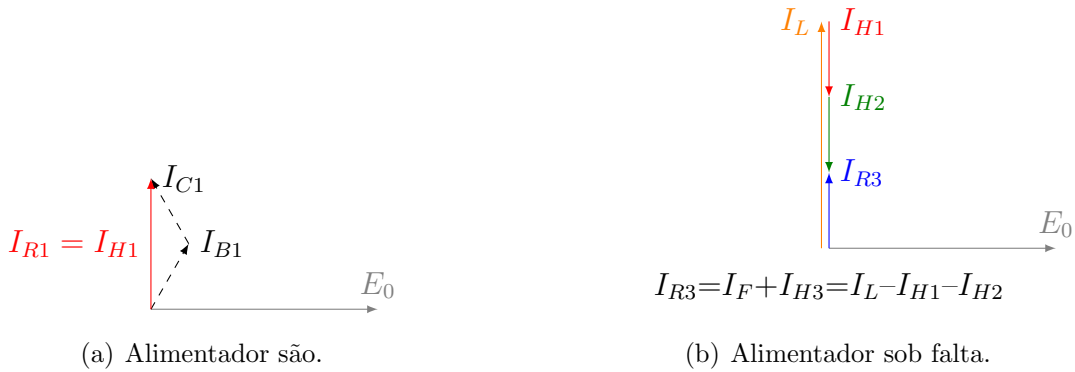


Figura 3.13: Detalhamento dos fasores de tensão e corrente nos alimentadores.

Quando as resistências são consideradas, os fasores se modificam de acordo com a figura 3.14. Os fasores de corrente residual nos alimentadores são agora estão deslocados de um ângulo menor que 90° com relação ao fasor de E_0 ; já o fasor de corrente do alimentador sob falta apresenta um ângulo maior que 90° . Sendo assim, é possível discriminar o alimentador sob falta a partir da comparação desse ângulo com um outro ângulo característico ajustável (na Figura 3.14, $\phi_c = 0^\circ$ equivale a $\angle E_0 + 90^\circ$). Entretanto, ao invés da comparação de ângulos, a grandeza mais utilizada é uma variação da potência ativa de sequência zero

$$P'_0 = E_{res} \times I_{res} \times \cos(\phi - \phi_c) = 9 \times E_0 \times I_0 \times \cos(\phi - \phi_c),$$

sendo ϕ o ângulo entre a tensão de polarização $-E_0$ e a corrente do alimentador I_0 , ϕ_c o ângulo característico de ajuste. Em outras palavras, se o sentido da potência ativa

detectada está no sentido direto (*forward*), a falta está ocorrendo no alimentador em questão; se a sentido da potência é inverso (*backward*), a falta está acontecendo em outro alimentador ou na fonte. O cálculo da potência ativa de falta em cada alimentador apresenta as características de relé direcional desejadas e melhora a segurança do relé contra falsas operações.

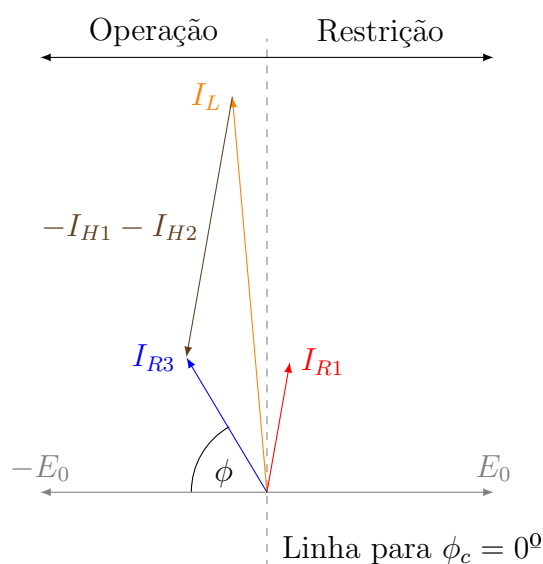


Figura 3.14: Fasores quando as resistências da rede são consideradas.

Na maioria dos casos, entretanto, a parcela resistiva é muito baixa para garantir uma detecção segura do alimentador sob falta. Na técnica mais aplicada para melhorar a sensibilidade aumenta-se temporariamente a parcela ativa I_W da corrente residual através da conexão de um resistor em paralelo com a bobina (ACHLEITNER, 2008). Dentre algumas das vantagens, a detecção é robustecida – possibilitando até o uso do relé em redes malhadas – e o transitório do início da falta é amortecido. Por outro lado, a corrente mais alta implica em maiores cuidados na garantia dos valores de norma da tensão de toque e de passo. No trabalho (BERGEAL et al., 1993), a concessionária francesa EDF relata que limitou I_{res} máxima em 40 A, com I_W igual a 20 A para garantir o funcionamento adequado da proteção. As correntes capacitivas de falta no sistema francês variam entre 100 e 600 A.

De forma a possibilitar a autoextinção do arco, normalmente utiliza-se um esquema auxiliar que ativa o funcionamento do relé somente após 1 a 5 segundos, caso a tensão E_0 se mantenha acima de um determinado patamar (GIVELBERG; LYSENKO; ZELICHONOK, 1999). O valor limite de E_0 deve ser maior do que o valor de E_0 para desbalanços normais do sistema. Um ajuste típico é o de 20% da tensão fase-neutro nominal do sistema

(ROBERTS; ALTUVE; HOU, 2001). Já o artigo chinês (ZENG; XU; WANG, 2010) indica um limite de 10%.

Proteção através de harmônicos – Como a bobina é sintonizada apenas para a frequência de regime permanente do sistema, correntes harmônicas de ordem ímpar não múltiplas de três irão fluir pela falta. Pela direção da corrente de sequência zero dos harmônicos, principalmente o quinto, é possível discriminar o alimentador sob falta dos outros.

Proteção por admitância – Todos os métodos descritos acima têm em comum uma sensibilidade limitada a faltas resistivas acima de alguns $k\Omega$. Para superar essa limitação, métodos baseados em medições relativas têm sido desenvolvidos. A maioria dessas abordagens utilizam a admitância de sequência zero, que é definida pela razão I_{0n}/E_0 (LORENC; MARSZALKIEWICZ; ANDRUSZKIEWICZ, 1997; ROBERTS; ALTUVE; HOU, 2001).

Pela aplicação de um algoritmo numérico para o modelo de sequência zero do sistema, são definidos valores de referência para as admitâncias (ou somente para as condutâncias) de cada alimentador. Esses valores, que são equivalentes à faltas de alta impedância dos alimentadores, são permanentemente monitorados por repetidas medições de I_{0n} e E_0 . Uma falta fase-terra irá gerar uma redução ou incremento da admitância do alimentador afetado. Uma vez que a detecção é baseada na mudança dos valores de referência, a sensibilidade para faltas de alta impedância é aprimorada.

Derivada da corrente de sequência zero – O artigo (LIN; HUANG; KE, 2011) mostra um novo método baseado na derivada de I_{0n} . Durante a falta fase-terra, nos alimentadores são

$$\frac{dI_{0n}}{dL} = 0.$$

Já no alimentador sob falta, a corrente residual I_{res} é igual a soma da corrente da bobina mais a corrente capacitiva de falta de todos os outros alimentadores. A derivada de I_{res} é dada por

$$\frac{dI_{res}}{dL} = \frac{E_0}{\omega L^2}.$$

Sendo assim, o alimentador sof falta pode ser detectado durante uma falta fase-terra ao se calcular as derivadas acima para uma pequena variação de indutância da bobina.

3.4.1.2 Proteção com sinal do regime transitório

Na Seção 2.5, foi resumido o processo transitório da falta fase-terra. A mudança do estado pré-falta para o de falta gera tensões e correntes transitórias de sequência zero em todos os alimentadores. A diferença de polaridade do primeiro pico da corrente transitória I_{0t} com relação à tensão transitória E_{0t} é utilizada para identificar o alimentador sob falta (LUKAC, 2009). Um exemplo é ilustrado na Figura 3.15.

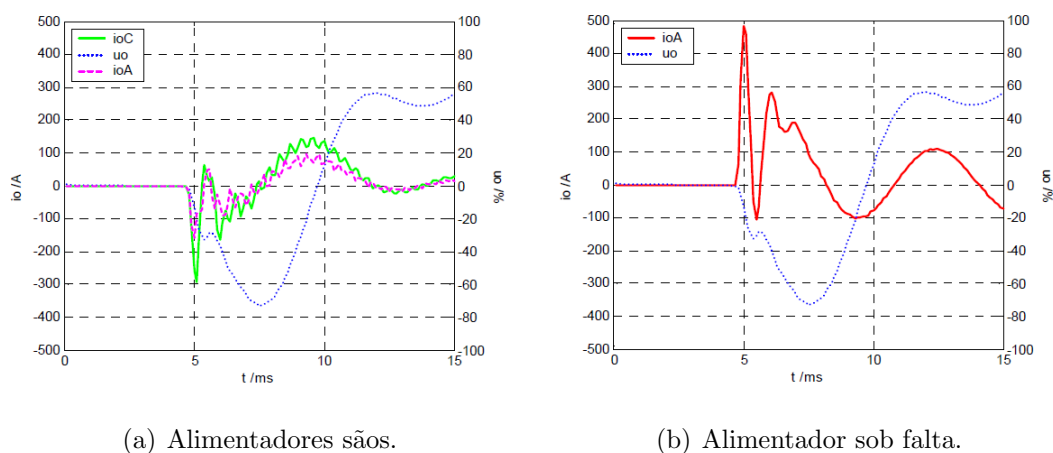


Figura 3.15: Aplicação convencional da proteção transitória. Retirado de (DRUML; KUGI; SEIFERT, 2003).

Geralmente os picos de corrente são significativos, particularmente em redes de alta tensão. De acordo com (BERGEAL et al., 1993), esse método é adequado para a detecção de faltas de baixa resistência com arco intermitente. Ele também pode oferecer um melhor desempenho que o método wattimétrico para redes malhadas (SIPROTEC, 2005). Por outro lado, a falta só pode ser detectada no primeiro pico e há dificuldades na detecção de faltas de alta resistência porque a componente transitória é amortecida.

Um método mais recente que tenta superar esse último problema é descrito em (DRUML; KUGI; SEIFERT, 2003). A variação da carga elétrica durante o transitório é calculada em cada alimentador pela fórmula:

$$E_{0t}(t) = E_{0t}(t_i) + \frac{1}{C_{eq}} \int_{t_i}^t I_{0t}(\tau) d\tau$$

$$E_{0t}(t) = E_{0t}(t_i) + \frac{q_0(t)}{C_{eq}}$$

Começando a integral pelo ponto onde $E_{0t}(t_i) = 0$, tem-se:

$$E_{0t}(t) = \frac{q_0(t)}{C_{eq}}$$

Ao desenhar um gráfico dessa relação, com q_0 na ordenada e a tensão de sequência zero E_{0t} na abcissa, obtém-se uma linha reta com coeficiente angular C_{eq} , que é a capacitância fase-terra equivalente do alimentador. Esse gráfico é conhecido como diagrama qu (utiliza-se a letra u para representar a tensão). No caso do alimentador sob falta, esta relação não é mais válida. A soma das correntes de carga de todos os alimentadores são fluí a partir do alimentador sob falta; a angulação não será uma linha reta em redes compensadas, sendo então possível diferenciar os alimentadores. Um exemplo é mostrado na Figura 3.16.

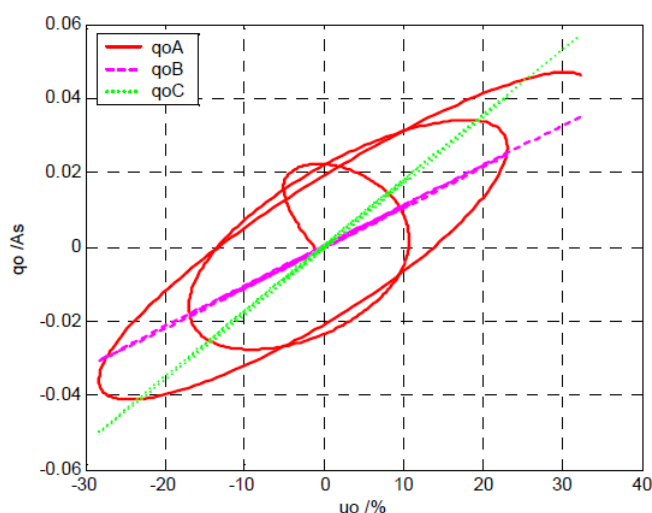


Figura 3.16: Diagrama qu para uma falta de alguns $k\Omega$. Retirado de (DRUML; KUGI; SEIFERT, 2003).

Alternativamente, o trabalho (BJERKAN; VENSETH, 2005) apresenta uma técnica para localizar as faltas a partir de indicadores distribuídos ao longo da rede, capazes de medir a variação do campo eletromagnético durante o período transitório da falta. De forma análoga aos métodos transitórios comentados acima, a detecção no trabalho é baseada na análise da polaridade dos sinais dos campos elétrico e magnético.

3.4.2 Localização do Ponto de Falta

Os métodos utilizados na detecção do ponto onde ocorreu a falta também podem ser divididos entre os que utilizam informações do regime permanente da falta e do regime

transitório.

3.4.2.1 Proteção com sinal do regime permanente

Na revisão preparada por (ACHLEITNER, 2008) são apresentados os principais métodos utilizados em redes com aterramento ressonante.

Cálculo da distância baseado na frequência fundamental – O algoritmo clássico utilizado em redes com neutro solidamente aterrado pode ser utilizado para detecção de faltas com resistência de até algumas poucas centenas de ohms. Também já se utiliza uma versão aprimorada do método, que leva em conta a corrente de carga.

Cálculo da distância baseado na variação paramétrica – Pela variação da sintonização durante o período da falta, são feitas duas medições em diferentes momentos. Pela diferença dos valores dos parâmetros encontrados, é possível estimar o ponto de falta. O algoritmo pode ser utilizado para faltas de até $1 \text{ k}\Omega$ em redes aéreas e 50Ω em redes de cabos. Tem-se essa diferença pois o algoritmo não considera a distribuição das capacitâncias, que é uma consideração importante em circuitos de alta capacitância fase-terra, caso das redes com cabos subterrâneos.

Cálculo melhorado baseado em sinais inter-harmônicos – Nesse método uma corrente adicional com inter-harmônicos é injetada no circuito de sequência zero através de uma bobina auxiliar. Pela razão das tensões e correntes inter-harmônicas calcula-se a impedância de falta e estima-se a distância.

Cálculo baseado nos parâmetros do sistema – Com as informações do sistema obtidas durante o período de falta, um algoritmo tenta recalcular essa condição a partir de um modelo detalhado do sistema. Quando o cenário calculado coincide com o cenário real, o ponto de falta é encontrado.

Cálculo baseado em quadripolos – No artigo (WELFONDER et al., 2000) é apresentado um método em que o sistema sob falta é modelado em componentes simétricas com quadripolos. Através de uma "varredura", envolvendo cálculos matriciais, é possível detectar o ponto de falta em circuitos radiais.

3.4.2.2 Proteção com sinal do regime transitório

De forma a encontrar o ponto de falta, utiliza-se nos cálculos a indutância do caminho de falta L_f , que é proporcional a distância da falta e definida por:

$$L_f = \frac{1}{3}(L_0 + L_1 + L_2) \cdot d$$

sendo L_0 , L_1 , L_2 as indutâncias específicas por quilômetro da sequência zero, positiva e negativa, e d a distância da falta.

No método da equação diferencial, a distância do ponto de falta é calculada a partir da resolução da equação diferencial que descreve o circuito de falta. Uma outra opção utiliza a transformada wavelet para o cálculo da indutância L_f . Uma descrição mais aprofundada dos métodos transitórios pode ser encontrada em (IMRIS, 2006).

3.5 Coordenação de Isolamento

Outro ponto importante a ser levado em consideração no projeto de migração do sistema com neutro multiterrado para o aterramento ressonante é a coordenação de isolamento.

As bobinas de núcleo móvel comerciais normalmente são de dois tipos: as de regime contínuo (*continuous duty*), que permitem à rede funcionar ininterruptamente durante as faltas, e as de regime de curta duração (*short duty*) de duas horas. Para as redes originalmente planejadas para uso da bobina de Petersen, a coordenação de isolamento será influenciada pela opção de um desses modos de funcionamento. Considerando a migração do neutro multiterrado para o aterramento ressonante, a importância do tempo de funcionamento sob falta é ainda maior. Nesse caso, duas horas é um período muito longo para que se possa falar em regime de curta duração, pois muito antes disso os isolamentos fase-terra já teriam ultrapassado seus limites de suportabilidade.

Sendo assim, é indispensável a revisão do projeto de coordenação de isolamento, considerando que os equipamentos ficarão sujeitos a sobretensões maiores por períodos mais longos do na topologia com neutro multiterrado.

A análise a seguir foi feita considerando que a rede não irá operar por mais de 10 segundos com falta sustentada.

De acordo com (MOURA, 2008), todos os equipamentos conectados entre fases tais

como religadores, disjuntores, seccionadores, capacitores ligados entre fases não precisam ser modificados, pois já são continuamente submetidos à tensão fase-fase do sistema e possuem o nível de isolamento adequado para suportar a sobretensão temporária causada por uma falta fase-terra.

Os bancos de capacitores que estiverem eventualmente ligados em estrela aterrada devem ser modificados para estrela não aterrada ou triângulo.

Os para-raios de ZnO utilizados nas redes com neutro multiterrado devem ser substituídos porque sua sobretensão temporária nominal é $1,4 E_{FN}$, enquanto nos sistemas com bobina de Petersen eles serão sujeitos a uma sobretensão de $1,73 E_{FN}$.

Ainda no trabalho de (MOURA, 2008), indica-se que os transformadores de corrente e de potencial poderiam ser mantidos em uma rede com tensão de 13,8 kV. Já no trabalho (BORTOLETTO; CASSAROTTI, 2009), cujo sistema apresentado tem tensão nominal 138 kV, foi feita a troca dos TPs do grupo 2 para o grupo 3. Além disto, cadeias de isoladores, postes isoladores, buchas, para-raios e terminações de cabos precisaram ser redimensionados para atender os novos níveis de isolação.

Os isoladores tipo pino, muito utilizados nas redes de média tensão, suportam continuamente uma sobretensão bem superior a tensão fase-fase.

Sobre o transformador de potência, após a instalação da bobina, o seu lado primário não será submetido a sobretensões, ao contrário do secundário, ligado em estrela e onde será instalada a bobina. Na ocorrência de uma fase-terra, as fases sãs ficarão sujeitas à tensão fase-fase e o neutro da estrela terá sua tensão elevada em relação à terra.

Os transformadores instalados nos postes são ligados em delta-estrela. No secundário não ocorrerão sobretensões devido à bobina e no primário também não, pois os enrolamentos do transformador deverão ser ligados de fase para fase.

Os equipamentos da classe 15 kV são submetidos a ensaios de tensão aplicada de 60 Hz com tensão de teste de 34 kV, aplicada durante 60 segundos. No caso de transformadores, eles também são submetidos ao teste de tensão induzida onde é aplicada uma tensão de valor igual ao dobro da tensão fase-neutro durante um minuto com frequência de 120 Hz. Nos ensaios de tensão aplicada são testados os isolamentos fase-neutro (terra) e no ensaio de tensão induzida é testado o isolamento entre espiras do enrolamento. Como o arco elétrico deve ser extinto alguns segundos após a ocorrência da falta, em princípio os transformadores suportarão as sobretensões, entretanto devido ao custo elevado do transformador da subestação, uma análise detalhada deverá ser feita sobre os riscos, inclusive

com consulta ao fabricante, tendo em vista o elevado número de eventos que implicarão em sobretensões nos transformadores.

Na dissertação (ÁVILA, 2005) são analisados os desempenhos de vários alimentadores da CEMIG e pode-se apurar que a taxa de faltas é da ordem de 100 faltas por 100 km de rede por ano. Considerando-se uma subestação com dois transformadores de 25 MVA com uma única bobina de Petersen, alimentando 10 alimentadores de 300 km cada, tem-se uma rede de comprimento total igual a 3000 km. O número de faltas esperado é da ordem de 3.000 faltas por ano. Conforme (MORAES, 2009), cerca de 80% das faltas envolvem curtos fase-terra ou fase-neutro, ou seja, os transformadores da subestação serão submetidos a cerca de 2.400 sobretensões de duração aproximada a 5 s por ano, ou cerca de 6,6 eventos por dia. Isto significa que durante 30 s por dia o transformador estará submetido à sobretensão. Embora este tempo não seja contínuo, durante um ano o transformador estará submetido à sobretensão durante cerca de 3 horas.

3.6 Uso da Bobina de Petersen no Mundo

3.6.1 Europa

Ao longo das últimas décadas, os países mais ricos da Europa têm substituído as redes aéreas pelos cabos subterrâneos, o que leva a um aumento da corrente capacitiva de falta. Para resolver esse problema e ainda aproveitar as outras vantagens da utilização do aterramento ressonante, alguns países que utilizavam o neutro isolado ou aterrado por baixa resistência, como é o caso da Espanha e da Itália, veem optando pela instalação de bobinas de Petersen, conseguindo assim reduções expressivas no número de desligamentos (ZAMORA et al., 2003; CERRETTI; LEMBO; VALTORTA, 2005).

A Figura 3.17 ilustra como está ocorrendo a alteração da filosofia de aterramento na Europa. Como ilustrado na figura à direita, a tendência é que o aterramento ressonante seja a filosofia predominante.

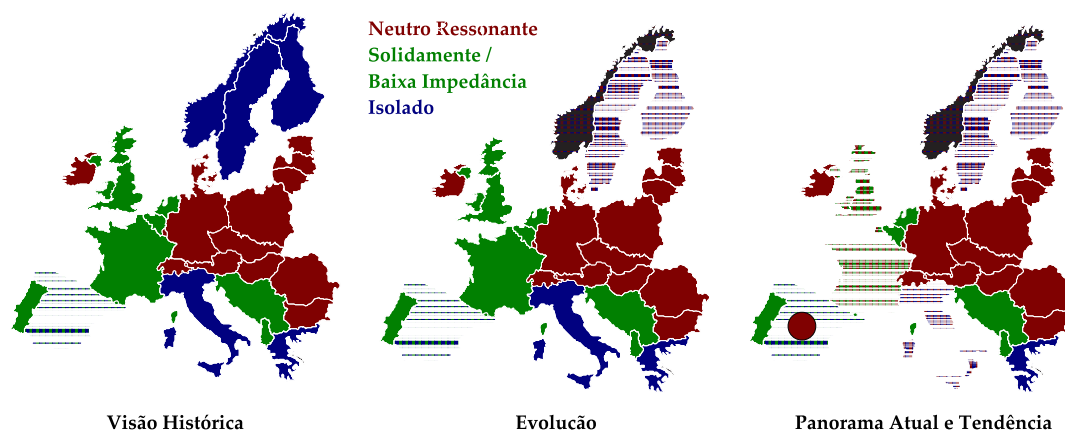


Figura 3.17: Filosofias de aterramentos utilizadas na Europa. Adaptado de (JUNIOR, 2009).

A Alemanha utiliza o aterramento ressonante na sua rede continuamente desde a descoberta da técnica em 1916, por Waldemar Petersen. Atualmente, mais de 60% da sua rede de 11 kV, 95% da rede de 20 kV e 78% da rede de 110 kV têm bobinas instaladas (CONNOR, 2010). As regras para o uso são dadas na norma DIN-VDE 0228 parte 2. Do mesmo modo, os países do leste europeu já têm bastante experiência na aplicação da bobina.

As concessionárias dos países nórdicos, buscando responder às cobranças dos seus usuários acerca da qualidade do fornecimento, passaram também a aumentar o ritmo de instalação das bobinas. Após a tempestade Gundrun ter destruído 20.000 km da rede de distribuição em 2005, as suecas Vattenfall e E.ON vêm substituindo a rede rural aérea por cabos subterrâneos e têm planos de distribuir bobinas a cada 5 km de rede (SORENSEN; NIELSEN; JORGENSEN, 2005; GULDBRAND; SAMUELSSON, 2008). Elas também são utilizadas em redes de transmissão de 132 kV. As causas da destruição de um transformador de potência e de vários TPs após um rompimento de cabo em uma rede de transmissão norueguesa são reportadas no artigo (GUSTAVSEN; WALSETH, 2003).

A espanhola Iberdrola e a Universidade do País Basco publicaram alguns artigos sobre a aplicação da bobina de Petersen em 2000 na subestação Gorlinz. O relato dos espanhóis é de especial interesse, pois de todos os trabalhos publicados até o momento, esse foi o primeiro tratando da migração de um sistema com neutro solidamente aterrado para o aterramento ressonante. Durante o primeiro ano de estudos, foi detectada uma redução de 50% no número de desligamentos causadas por faltas fase-terra (ZAMORA et al., 2003). Desde 2007, a subestação de Gorlinz conta com um sistema complexo de controle

e proteção do tipo aterramento ativo, obtendo bons resultados (AMEZUA et al., 2007).

O aterramento do sistema italiano de média tensão na distribuição é basicamente o neutro isolado. No ano 2000, a ENEL (*Ente Nazionale per l'Energia Elettrica*) começou a fase de experimentação para a introdução da bobina de Petersen nas suas subestações. Após resultados positivos advindos dessa fase, ela começou um plano para estender o esquema para todas as suas instalações. Atualmente já existem mais de 3000 bobinas instaladas. As medições entre os anos de 2001 e 2003 mostram uma redução no número de interrupções de 22 a 55% (CERRETTI; LEMBO; VALTORTA, 2005).

Desde de 1990, a EDF tem instalado a bobina de Petersen em várias subestações na área rural. Grande parte das publicações francesas as quais se teve acesso se refere ao desenvolvimento de algoritmos de proteção.

Em geral, a experiência do Reino Unido com o aterramento ressonante é limitada, se comparada com os outros países já citados. Onde ela existe, data principalmente do período entre 1935 e 1965. Somente a partir de 1996, após uma instalação experimental em Husthwaite, a concessionária Northern Electric iniciou um programa para converter 50 subestações (NEWBOULD; CHAPMAN, 2001). Em 2009, foram contabilizadas 200 bobinas instaladas em todo o Reino Unido (SINCLAIR; GRAY, 2009).

3.6.2 Brasil

São pouquíssimos os casos relatados na literatura de aplicações da bobina de Petersen no Brasil. A primeira experiência descrita na literatura é a dissertação de mestrado (COSTA, 1995). Uma bobina foi instalada em uma subestação alimentada por uma linha de 34,5 kV com 12 km de comprimento, pertencente a uma mineradora instalada em uma região de alto nível cerâmico (80 dias de trovoadas/ano) e alta resistividade do solo (3000 $\Omega.m$). Na configuração original, o neutro estava aterrado por resistor de baixa impedância. Ele foi mantido após a instalação da bobina, podendo ser chaveado em paralelo, o que facilita a identificação do ponto de falta no caso de faltas permanentes (OBKIRCHER, 2008). O nível medido de desequilíbrio das capacitâncias fase-terra das fases foi pequeno. Por se tratar de uma linha dedicada, escolheu-se uma bobina fixa de potência contínua de 39,84 kVA, potência térmica (2 s) de 1 MVA, com *taps* manuais, *tap* central em 1,6 A. A proteção é feita por dois relés de sobrecorrente eletrônicos sensíveis, associados a relés de tensão de retaguarda, ligado na conexão delta aberto de três TPs monofásicos. O comparativo entre o número de desligamentos durante a estação chuvosa antes e depois da instalação da bobina indicou uma redução de 15 para 1.

Em 2009 foi publicado um trabalho relatando a experiência da instalação de duas bobinas no sistema de 138 kV de uma siderúrgica no estado do Rio de Janeiro (BORTOLETTO; CASSAROTTI, 2009): uma ligada ao neutro do transformador elevador de uma unidade geradora e a outra ligada diretamente ao barramento de neutro. Assim como já relatado no trabalho espanhol (MAZON et al., 2001), a adaptação de sistemas com neutro aterrado para o aterramento ressonante exige uma análise dos equipamentos do ponto de vista da coordenação de isolamento, uma vez que os níveis de tensão mudam de fase-terra para fase-fase. Na subestação da siderúrgica foram substituídos para-raios, transformadores de potencial, cabos e terminações de 145 kV para 170 kV, isoladores de pedestal e cadeia de isoladores de 145 kV para 230 kV. A proteção utilizada é mostrada na Figura 3.18. Não foram relatados os ganhos obtidos com a utilização do novo sistema.

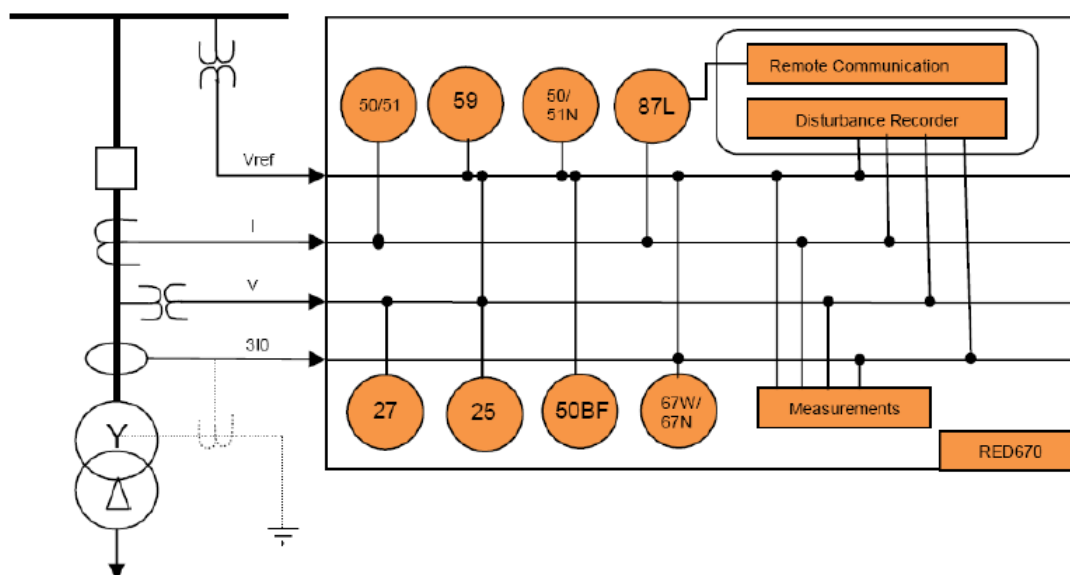


Figura 3.18: Proteção utilizada em (BORTOLETTO; CASSAROTTI, 2009) para proteger linha dedicada de 138 kV utilizando bobina de Petersen.

As outras instalações conhecidas também foram feitas em subestações industriais ligadas a linhas dedicadas. Não se teve acesso a nenhum projeto de utilização da bobina em subestações de concessionárias, apesar de algumas delas já manterem pesquisas nessa área.

3.6.3 Outros Países

Fora da Europa, a China é o país que mais cresceu na utilização da bobina de Petersen, principalmente nas redes rurais de 6 a 46 kV. Como pode ser visto nas referências bibli-

ográficas deste trabalho, são vários os artigos chineses publicados sobre o assunto, sobretudo no que se refere ao desenvolvimento de novos equipamentos baseados em eletrônica de potência. É possível encontrar ainda na internet referências para um grande número de dissertações e teses de doutorado ainda não acessíveis (no site *China National Knowledge Infrastructure*).

Além da experiência da Espanha, só foi encontrado durante a pesquisa bibliográfica um documento de 2010 da Nova Zelândia sobre a migração do neutro solidamente aterrado para o aterramento ressonante (NZCCPTS, 2010). Foi instalada uma bobina com a técnica de aterramento ativo com corrente nominal de 100 A para atender uma rede aérea de 230 km em 11 kV e 15 km de cabos. É esperada uma melhoria de 20% na confiabilidade com relação às interrupções de longa duração, uma acentuada diminuição no número de interrupções momentâneas e um fornecimento mais seguro de forma geral em função da redução da transferência do potencial de terra para as instalações e diminuição dos arcos nos pontos de falta, que por sua vez se relaciona com uma redução no risco de incêndios.

É de se notar a inexistência de trabalhos atuais nos Estados Unidos sobre a aplicação da bobina de Petersen. Em 1950, eles haviam instalado 87 bobinas e de acordo com o trabalho (GROSS; ATHERTON, 1951), a tendência era de expansão. Entretanto, desde os primeiros artigos da década de vinte publicados no AIEE, sempre houve muitas controvérsias e provavelmente em razão do aterramento ressonante não funcionar em conjunto com o neutro multiterrado e do grande desenvolvimento dos disjuntores de alta tensão a partir daquele período, a sua utilização foi descontinuada e aparentemente a discussão no sentido de utilização de sistemas híbridos (ACHLEITNER, 2008), já possíveis, não surgiu até o momento.

Existem vários tipos de “bobinas” de Petersen. A mais simples é a bobina de indutância fixa, a mais utilizada atualmente é a de êmbolo móvel e a tendência é de uso de eletrônica de potência em equipamentos capazes de injetar no circuito de sequência zero uma corrente de magnitude e ângulo controlável, possibilitando grande variabilidade de operação. Os relés de proteção mais utilizados são o wattmétrico e o transitório. A coordenação de isolamento dos sistemas com aterramento ressonante se baseia em níveis de tensão fase-fase. No caso de migração do neutro multiterrado, faz-se necessário um estudo para substituição dos equipamentos com isolamento fase-terra. Pouco utilizada no Brasil, a aplicação da bobina de Petersen está em expansão em vários países da Europa e na China.

4 *Simulações*

A partir de um conjunto de simulações de redes de distribuição com poucas ramificações, o presente capítulo pretende estudar, com base na teoria e tecnologias apresentadas nos capítulos anteriores, alguns dos procedimentos a serem tomados ao se adaptar uma rede com neutro multiterrado, com isolamentos fase-terra, i.e. uma rede com características típicas das redes de distribuição brasileiras, para um sistema com aterramento ressonante. O capítulo está dividido em duas seções. Na primeira, serão analisadas as formas possíveis de se ligar a bobina de Petersen em redes rurais que contenham ramais monofásicos e bifásicos. Em seguida, utilizando um circuito com características urbanas, serão simulados casos de maior complexidade, considerando a não linearidade do reator e as faltas de alta impedância.

4.1 Ramal Monofásico e Bifásico

4.1.1 Simulação do ramal monofásico com neutro multiterrado

Uma das justificativas da utilização do neutro multiterrado é que esse arranjo permite a utilização de ramais monofásicos de grande extensão, garantindo, no caso de faltas fase-terra, elevados valores de corrente de curto-circuito, facilitando a seletividade e a coordenação da proteção de sobrecorrente e possibilitando também baixos valores de sobretensão nas fases não afetadas pelo curto-circuito. As características de elevada corrente de curto-circuito e baixa sobretensão poderão ser observadas a partir do circuito descrito a seguir.

Utilizou-se nas simulações um circuito representando uma pequena subestação de região rural com um único alimentador e três ramais monofásicos, um por fase do alimentador (Figura 4.1). A subestação é representada por um gerador trifásico em série com um transformador trifásico. O neutro do transformador é inicialmente ligado à malha de aterramento. A cada ramal é ligado um transformador monofásico e uma carga. A carga

total é muito menor que a potência nominal do transformador trifásico. As características físicas e geométricas dos postes e cabos do alimentador e dos ramos monofásicos são semelhantes a das redes da CEMIG D. Os dados necessários para reproduzir os parâmetros elétricos se encontram nos Apêndices I e II. As informações mais relevantes sobre o circuito são apresentadas na Tabela 4.1.

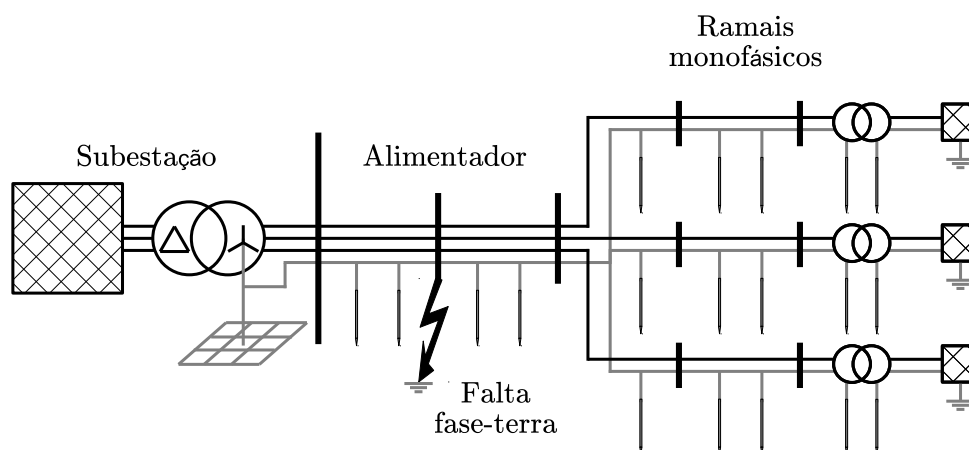


Figura 4.1: Ramal monofásico com neutro multiaterrado.

Tabela 4.1: Dados da simulação: ramal monofásico com neutro multiaterrado.

Rede	
Tensão / Frequência	13,8 kV / 60 Hz ($\Delta t = 1 \mu s$)
Aterramento	Neutro multiaterrado
Subestação	
Transformador trifásico	DYn, 69/13,8 kV, 5 MVA
Malha de aterramento	20 Ω
Rede trifásica	
Arranjo	3 Fases + Neutro (Normal – 4 fios)
Comprimento total	10 km
Neutro	Aterrado a cada 500 m por $R_{at} = 20 \Omega$
Rede monofásica	
Arranjo	1 Fase + Neutro (Monofásico)
Comprimento total	3 x 10 km = 30 km
Neutro	Aterrado a cada 500 m por $R_{at} = 20 \Omega$
Transformador monofásico	7.967/120 V, 25 kVA, $R_{at} = 80 \Omega$
Carga total	3 x 10 kW = 30 kW, $R_{at} = 10 \Omega$

Todas as simulações foram realizadas utilizando o toolbox SimPowerSystems da plataforma Simulink do Matlab. Na comparação com o ATP, à favor do SimPowerSystems está a facilidade de gerar scripts, executar vários casos automaticamente e o tratamento dos dados de saída. Contra está o tempo de execução (mais lento) e a falta de modelos mais complexos de linha de transmissão e transformador.

Para uma falta fase-terra ocorrendo a 5 km da subestação, com resistência de 10Ω , a corrente de falta encontrada foi 433,45 A ou 2,08 pu. As tensões fase-terra – que nos sistemas com neutro multiterrado são praticamente iguais às tensões fase-neutro – são exibidas na figura 4.2.

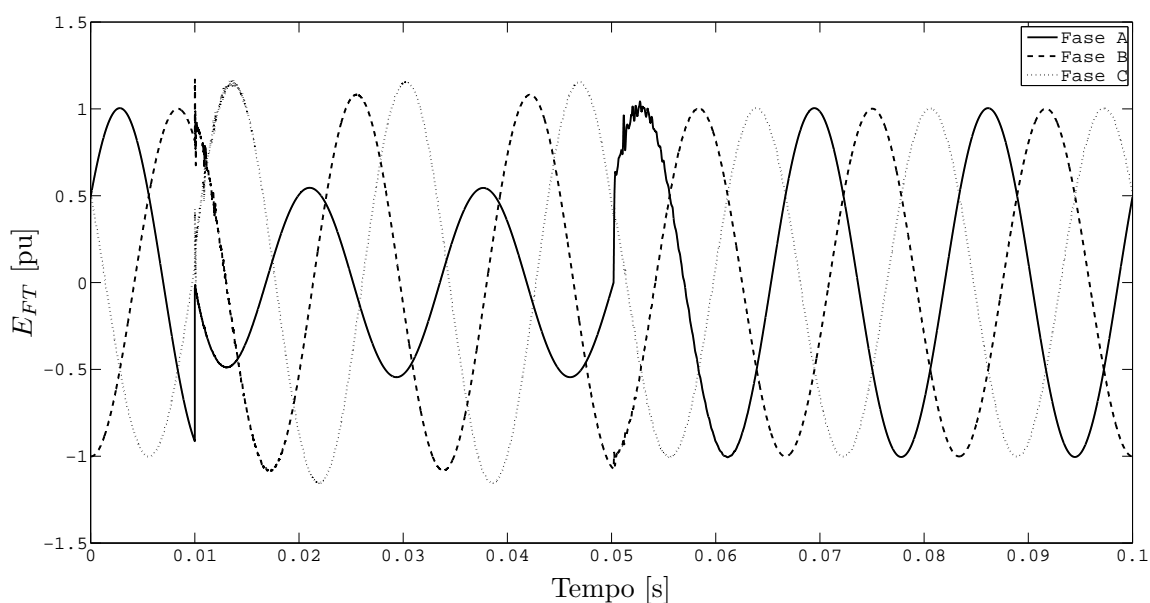


Figura 4.2: Tensões fase-terra E_{FT} durante curto-circuito fase-terra entre 0,01 e 0,05 s.

De imediato percebe-se que as sobretensões nas fases sãs são baixas durante o curto-circuito. Por outro lado, a recuperação da tensão ao seu valor nominal após o término da falta ocorre quase instantaneamente, o que favorece a reignição do arco.

Outra característica da falta fase-terra no sistema com neutro multiterrado é a variação da tensão E_{FT} e da corrente de falta de acordo com o ponto no qual ocorreu o curto-circuito. A Tabela 4.2 ilustra essa variação para faltas com distância progressiva da subestação no circuito da Figura 4.1.

Tabela 4.2: Tensão e corrente eficaz no ponto de falta a diferentes distâncias da subestação.

km	Tensão E_{FT} [pu]	Corrente de falta [A]
0 (subestação)	0,46	514,89
2,5	0,42	478,69
5,0	0,39	433,45
7,5	0,35	387,82
10,0	0,32	348,17

Com a inserção da bobina de Petersen no circuito, ligada entre o ponto neutro do transformador e a malha de aterramento da subestação (Figura 4.3), aparecem duas possibilidades de ligação do cabo neutro: acima (Figura 3(a)) ou abaixo da bobina (Figura 3(b)). O arranjo mostrado na Figura 3(a) não é tecnicamente admissível, uma vez que durante qualquer falta fase-terra a maioria da corrente de falta passaria pela resistência equivalente do neutro multiterrado e não pela bobina. Por decorrência, a única ligação possível é a da Figura 3(b), com o cabo neutro ligado diretamente na malha da subestação.

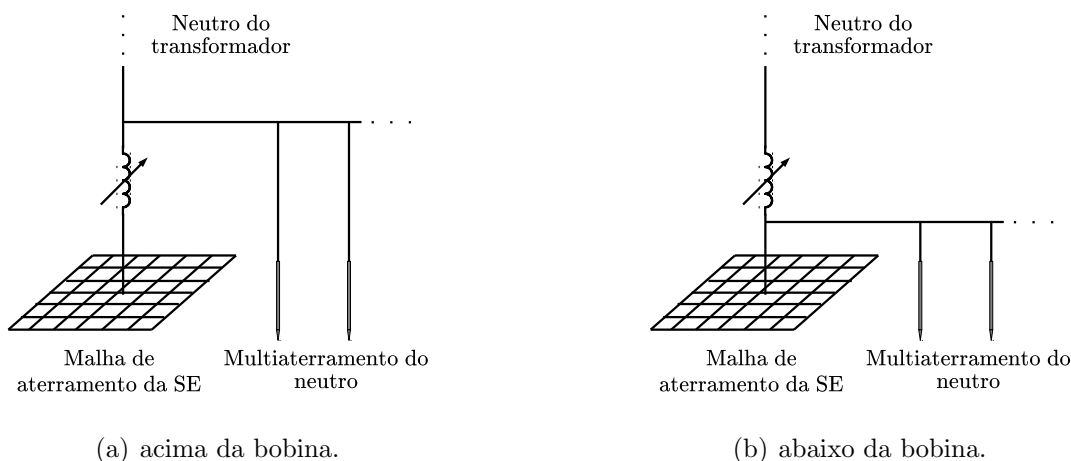


Figura 4.3: Ligação do neutro na malha de aterramento da subestação via bobina de Petersen.

A teoria básica de sintonização da bobina exige que a ligação principal entre as fases do circuito e a terra seja feita pelas capacitâncias fase-terra das linhas. Caso existam transformadores monofásicos e ramais monofásicos ligados à terra no circuito, as capacitâncias tornam-se desprezíveis se comparadas com as impedâncias das cargas ligadas entre fase e terra. Em outras palavras, a corrente resistiva é muito maior que a corrente capacitiva de falta, não sendo possível aplicar o conceito de sintonização. O gráfico da

Figura 4.4 mostra uma tentativa de sintonização do circuito da Figura 4.1 após a inserção de uma bobina de indutância variável. Não se obteve a curva V característica do aterramento ressonante. A corrente capacitiva de falta foi aproximadamente 1 A e a corrente resistiva 2,83 A.

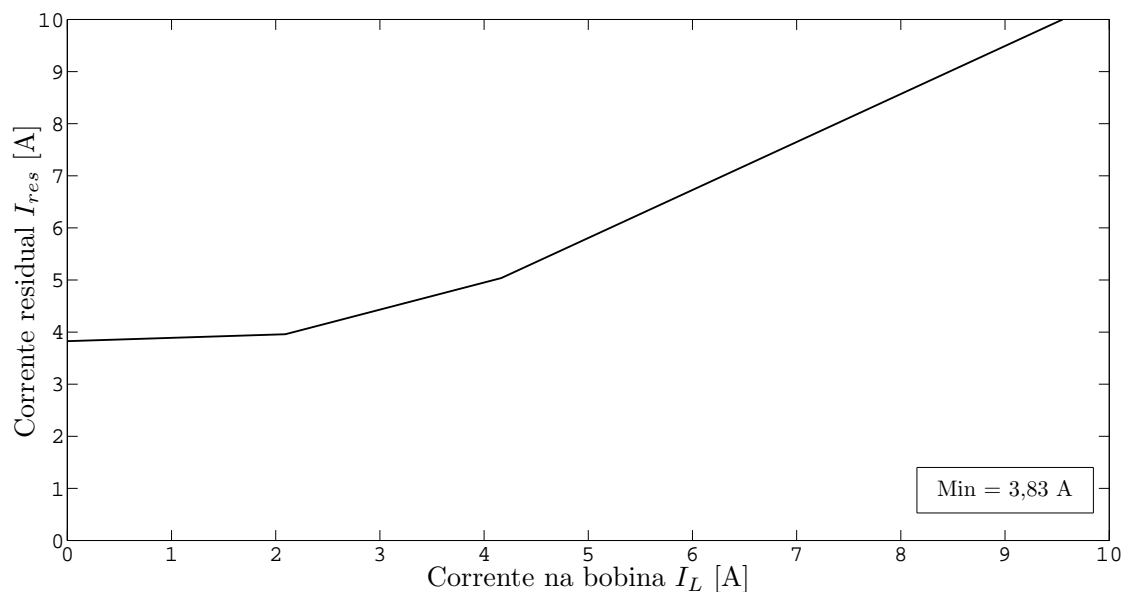


Figura 4.4: Corrente residual em função da corrente de falta para falta fase-terra em sistema com neutro multiterrado.

Outra maneira de avaliar a influência das cargas monofásicas é ilustrada na Figura 4.5, que é uma versão simplificada da Figura 4.1. A impedância $Z_{cr} = 6.347 \Omega$ corresponde à carga monofásica da fase B refletida para a média tensão. Nos circuitos com neutro multiterrado, a corrente capacitiva de falta é sempre muito menor que a soma das correntes resistivas $I_W = I_{RB} + I_{RC} + \dots$. Logo, o conceito de aterramento ressonante não se aplica.

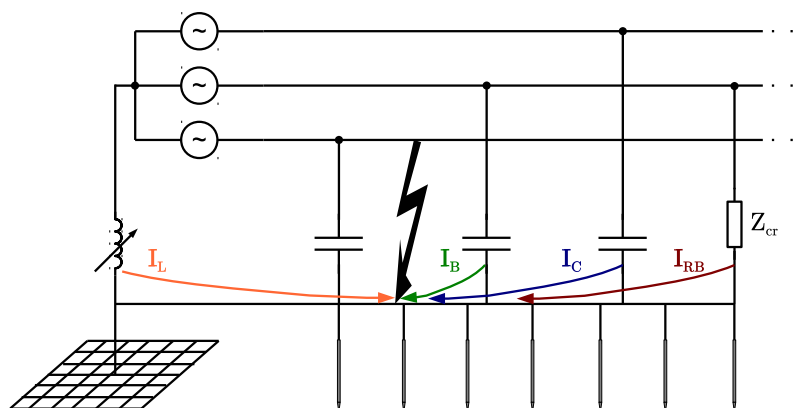


Figura 4.5: Simplificação do circuito com neutro multiaterrado durante falta fase-terra.

A impossibilidade da sintonização impede a aplicação direta da bobina de Petersen nas redes rurais típicas no Brasil, pois a maioria delas possui ramos monofásicos com neutro multiaterrado.

4.1.2 Simulação do ramal monofásico sem neutro multiaterrado

Dada a inviabilidade de utilização da bobina de Petersen nas redes com neutro multiaterrado, algumas adaptações devem ser feitas. Uma topologia possível tem todos os pontos de aterramento ao longo da rede desconectados do neutro, deixando apenas a bobina ligada intencionalmente entre neutro e terra na média tensão (Figura 4.6).

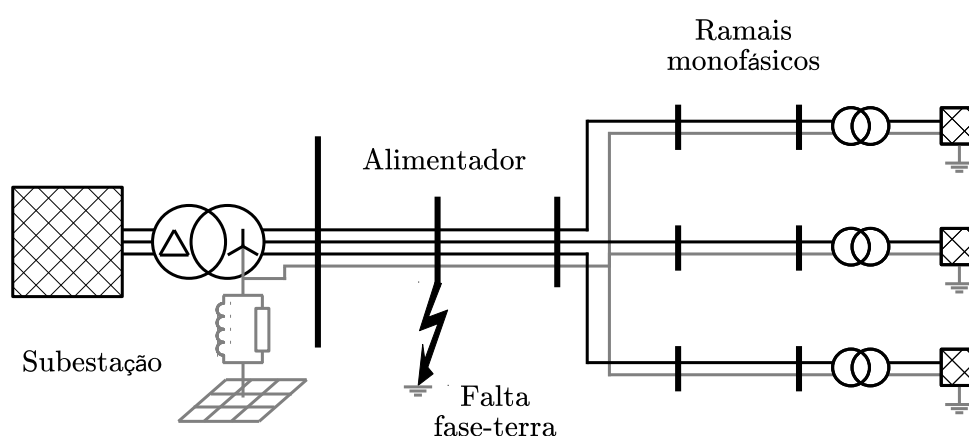


Figura 4.6: Ramal monofásico com bobina de Petersen e sem neutro multiaterrado.

As curvas V da Figura 4.7 mostram a sintonização da bobina para três diferentes distâncias da subestação na nova topologia: falta no barramento, a 5 km da subestação e

no final de um dos ramos monofásicos. Como a capacitância fase-terra está distribuída ao longo do circuito, conclui-se que nos sistemas com aterramento ressonante, a distância da subestação tem pouca influência na corrente capacitiva total e na corrente residual da falta.

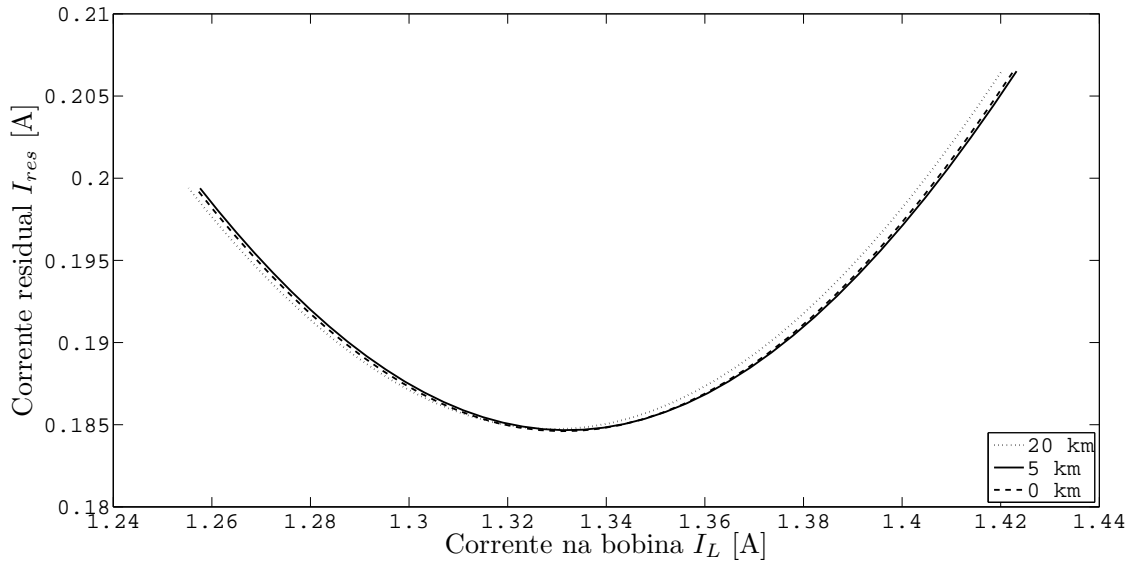


Figura 4.7: Curva V do circuito com bobina de Petersen e ramos monofásicos de 10 km.

Os parâmetros obtidos por meio da simulação do circuito são apresentados na Tabela 4.3. Eles foram obtidos por meio das curvas V e da análise da tensão neutro-terra (vide Seção 3.2.2). Os dados de entrada da simulação são os mesmos da Tabela 4.1, com exceção da adição da bobina de Petersen em paralelo com um resistor e da remoção de todos os resistores de aterramento do neutro na rede primária. A falta com resistência 10Ω ocorre a 5 km da subestação. A indutância é variável e a resistência *shunt* R_d é igual a $50 k\Omega$. O valor da indutância L de sintonização é obtido diretamente da simulação e o valor de C_T é obtido indiretamente por $C_T = \frac{1}{\omega^2 L}$. É importante ressaltar que C_T não é exatamente igual à capacitância equivalente fase-terra vista da bobina, pois há no circuito elementos com característica indutiva, como a linha de transmissão e o transformador, que não foram levados em conta nas equações apresentadas.

Outro aspecto da modelagem do circuito relativo à linha de transmissão que gera uma diferença entre o valor C_T apresentado e o valor teórico é a presença do cabo neutro como uma “quarta fase” (e não como *ground wire*). Essa diferença também impacta o fator de desequilíbrio das capacitâncias k , cujo desenvolvimento teórico foi todo feito considerando apenas as capacitâncias fase-terra das fases A , B e C . Contudo, pela comparação do

fator k nesta simulação com outras (não apresentadas) em que foi utilizado um modelo da linha com apenas três fases, acredita-se que o valor $k = 1,91\%$ é representativo e que o efeito da introdução do cabo neutro como quarta fase é diminuir o desequilíbrio geral das capacitâncias fase-terra.

Tabela 4.3: Parâmetros da rede com alimentador e ramais monofásicos de 10 km.

I_{C_T}	1,33 A	C_T	0,4384 μF
I_W	0,185 A	ν	variável
L	16,05 H	d	13,88%
R_d	50 k Ω	k	1,91%

As tensões fase-terra e neutro-terra são apresentadas na Figura 4.8. Apesar da variação das tensões fase-terra, pode-se ver na Figura 4.9 que as tensões fase-neutro nas cargas se mantêm constantes. Tal situação se dá porque a tensão neutro-terra no regime de falta tem magnitude igual e fase oposta à tensão nominal da fase sob falta. No caso da simulação em que a falta ocorre na fase A, a tensão E_{AT} é igual a zero e a tensão neutro-terra E_{NT} torna-se igual a $-E_{AN}$. A tensão vista pela carga durante o regime de falta é igual a diferença entre os dois potenciais: $E_{AT} - E_{NT} = E_{AN}$.

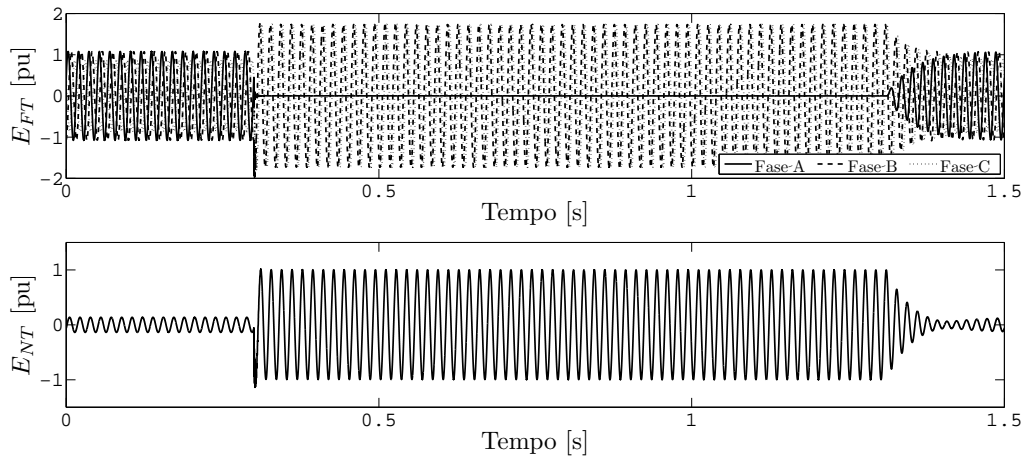


Figura 4.8: Superior: tensões fase-terra E_{FT} no ponto de falta. Inferior: tensão neutro-terra E_{NT} medida na bobina.

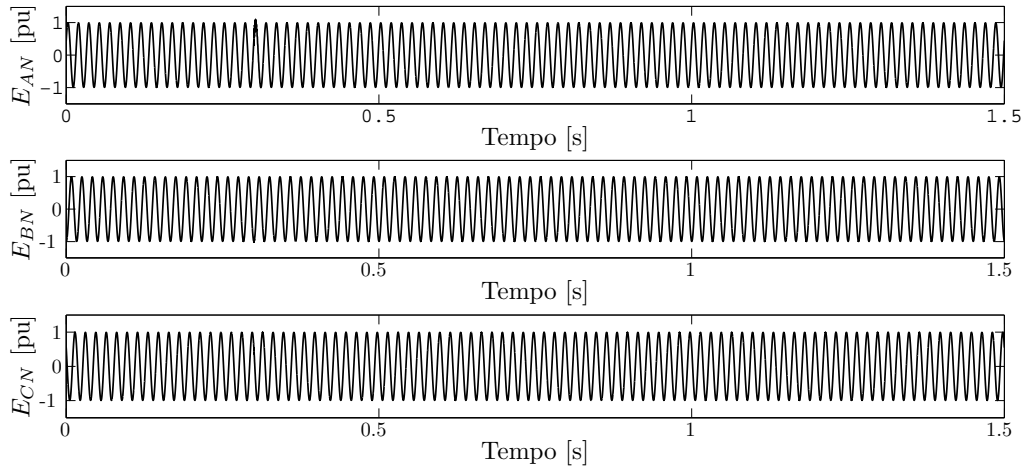


Figura 4.9: Tensões fase-neutro nas cargas da rede com alimentador e ramais monofásicos de 10 km.

Por outro lado, mesmo com a adição do resistor *shunt* de $50\text{ k}\Omega$, que aumentou o amortecimento d de 1,83% para 13,88%, a tensão fase-neutro E_{NT} no regime permanente fica próxima de 20% da tensão fase-neutro. Isso se deve principalmente ao alto fator k de desequilíbrio das capacitâncias. Numa rede real, seria necessário buscar outros métodos para se diminuir E_{NT} no regime permanente, pois altos valores de E_{NT} implicam em maior estresse do isolamento fase-terra e também em dificuldades no ajuste da proteção. O problema do desequilíbrio das capacitâncias será melhor explorado na próxima seção.

O custo computacional das simulações diminuiu com a remoção do multiterramento, permitindo a utilização de redes mais longas e, conseqüentemente, mais próximas das redes reais do ponto de vista do tamanho dos ramais. Uma outra simulação foi feita, na qual o comprimento do alimentador e dos ramais monofásicos foi aumentado de 10 para 100 km (dados completos no Apêndice B). O resistor *shunt* da bobina foi retirado porque o amortecimento natural do sistema já é próximo dos valores da rede reais.

Os dados do circuito e a curva V são exibidos na Tabela 4.4 e na Figura 4.10. Os parâmetros obtidos da simulação são exibidos na Tabela 4.5.

Tabela 4.4: Dados da simulação: ramal monofásico sem neutro multiaterrado.

Rede	
Tensão / Frequência	13,8 kV / 60 Hz ($\Delta t = 10 \mu s$)
Aterramento	Ressonante
Subestação	
Transformador trifásico	DYn, 69/13,8 kV, 5 MVA
Bobina de Petersen	1 a 2 H, sem resistor <i>shunt</i>
Malha de aterramento	20 Ω
Rede trifásica	
Arranjo	3 Fases + Neutro (Normal – 4 fios)
Comprimento total	100 km
Rede monofásica	
Arranjo	1 Fase + Neutro (Monofásico)
Comprimento total	3 x 100 km = 300 km
Transformador monofásico	7.967/120 V, 25 kVA
Carga total	3 x 10 kW = 30 kW, $R_{at} = 10 \Omega$

Os valores da capacitância fase-terra total, da corrente capacitiva de falta e da corrente resistiva cresceram quase proporcionalmente aos valores do circuito com ramais de 10 km.

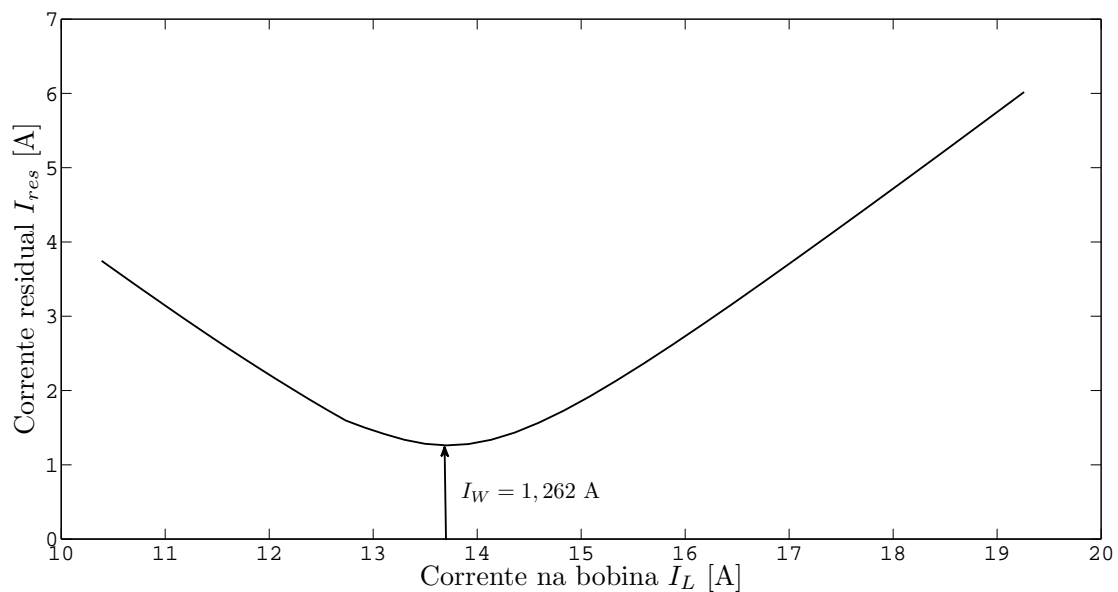


Figura 4.10: Curva V do circuito com bobina de Petersen e ramais monofásicos de 100 km.

Tabela 4.5: Parâmetros da rede com alimentador e ramais monofásicos de 100 km.

I_{C_T}	13,71 A	C_T	4,56 μF
I_W	1,262 A	ν	variável
L	1,475	d	9,2%
	k		1,75%

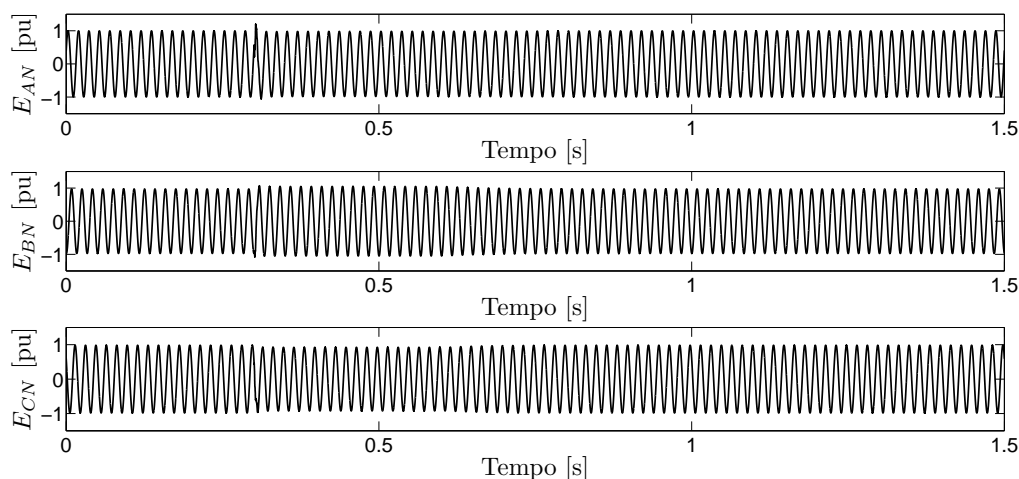


Figura 4.11: Tensões fase-neutro nas cargas da rede com alimentador e ramais monofásicos de 100 km. Há variação de tensão no regime de falta: entre 0,3 e 0,6 segundos.

Uma diferença que pode ser notada com relação ao circuito de comprimento menor é que durante uma falta fase-terra, a passagem de uma grande corrente capacitiva em uma linha muito longa modifica significativamente a fase das tensões fase-terra. Essa variação se reflete nas tensões fase-neutro das cargas. Na Figura 4.11 pode-se ver que a tensão da fase B aumenta para 1,05 pu enquanto a tensão na fase C diminui para 0,92 pu. Para circuitos com algumas centenas de quilômetros, as tensões podem alcançar níveis proibitivos.

No caso de migração da rede com neutro multiterrado para o aterramento ressonante na topologia apresentada, um aspecto construtivo da rede não pode ser ignorado: durante um curto-circuito fase-terra, o isolamento do cabo neutro para terra ficará sujeito à tensão fase-neutro (Figura 4.8). Nas redes atuais, o neutro é isolado dos postes por isoladores de baixo nível de isolamento (é utilizado o mesmo isolador de roldana da rede de baixa tensão). Para a adaptação da rede, seria obrigatória a substituição dos isoladores de roldana do neutro e desconexão de todos os pontos de aterramento deste ao longo dos ramais. A geometria da rede, após a substituição dos isoladores de roldana por isoladores de 13,8 kV, se assemelharia bastante a uma rede com ramais bifásicos; do ponto de vista

econômico, a adoção do neutro não aterrado teria custos de implantação da ordem dos custos de implantação de ramais bifásicos.

Outra variante de ligação do ramal monofásico, adequada para redes com poucas ramificações, é exibida na Figura 4.12. Todos os ramais devem ser ligados ao alimentador através de um transformador bifásico intermediário $13,8/13,8/\sqrt{3}$ kV. Mantém-se o cabo neutro multiaterrado no ramal, separado da malha de aterramento da subestação. Pode-se dizer que esse circuito é híbrido, pois utiliza o aterramento via bobina de Petersen no tronco principal e multiaterramento do neutro nos ramais.

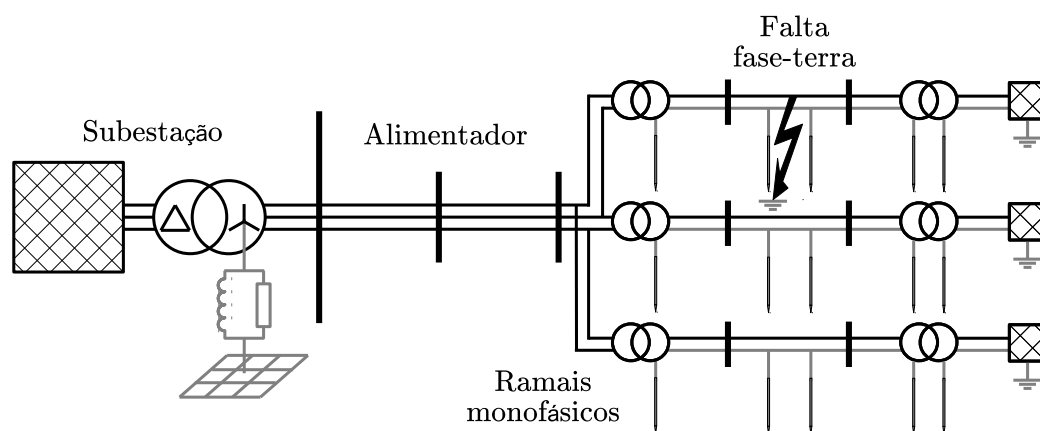


Figura 4.12: Rede híbrida com bobina de Petersen.

Esta topologia apresenta duas vantagens. Primeiro, não é preciso trocar os isoladores dos cabos neutros. Segundo, o desequilíbrio das cargas entre fases, assim como o desequilíbrio dos comprimentos dos ramais, não altera a tensão neutro-terra. Uma desvantagem é que as faltas nos ramais monofásicos não serão eliminadas pela bobina de Petersen. Portanto, é preciso utilizar outros artifícios para extingui-las. Uma das opções disponíveis é utilizar uma chave fusível no primário do transformador intermediário.

Foram feitas simulações para um circuito com as características descritas na Tabela 4.6.

Tabela 4.6: Dados da simulação: rede híbrida.

Rede	
Tensão / Frequência	13,8 kV / 60 Hz ($\Delta t = 1 \mu s$)
Aterramento	Neutro multiaterrado
Subestação	
Transformador trifásico	DYn, 69/13,8 kV, 5 MVA
Bobina de Petersen	5,5 a 6,5 H, Resistor <i>shunt</i> 50 k Ω
Malha de aterramento	20 Ω ¹
Rede trifásica	
Arranjo	3 Fases (Normal – 3 fios)
Comprimento total	100 km
Transformador intermediário	13,8/7,967 kV, 125 kVA, $R_{at} = 80 \Omega$
Rede monofásica	
Arranjo	1 Fase + Neutro (Monofásico)
Comprimento total	3 x 10 km = 30 km
Neutro	Aterrado a cada 500 m por $R_{at} = 20 \Omega$
Transformador monofásico	7.967/120 V, 25 kVA, $R_{at} = 80 \Omega$
Carga total	3 x 10 kW = 30 kW, $R_{at} = 10 \Omega$

Os parâmetros do sistema são exibidos na Tabela 4.7. O resistor *shunt* aumentou o amortecimento d do sistema de 4,2% para 8,7% sem causar um aumento significativo na corrente ativa de falta I_W , que ainda está muito abaixo do limite de 60 A para autoextinção, definido pela norma (DKE, 1987). O fator de desequilíbrio k da rede trifásica é muito alto, o que praticamente obriga a utilização de alguma técnica para controle da tensão neutro-terra.

¹Ao longo da realização das simulações, foi constatado que o valor da resistência de aterramento da subestação estava, no mínimo, o dobro dos valores encontrados na prática. Foi feito então uma análise da influência desse parâmetro nas simulações. Constatou-se que para a rede com ramal monofásico com neutro multiaterrado, a resistência de aterramento da subestação tem pouca influência, pois ela está interligada a todos os outros pontos de aterramento.

Para a rede com ramal Monofásico sem neutro multiaterrado, a variação não é linear e depende da indutância da bobina e do valor do resistor *shunt*. Para o caso da dissertação, com $R_{shunt} = 50 \text{ k}\Omega$ e $X_L = 556 \Omega$, se a resistência de aterramento diminuir de 20 Ω para 10 Ω , a tensão na bobina em regime permanente aumenta 17% (amortecimento diminui). Se diminuir para 1 Ω , a tensão aumenta 33%. A magnitude da tensão na bobina durante a falta não depende da resistência de aterramento. O circuito híbrido apresenta o mesmo comportamento.

Tabela 4.7: Parâmetros da rede híbrida.

I_{C_T}	3,62 A	C_T	1,21 μF
I_W	0,315 A	ν	variável
L	5,81 H	d	8,7%
R_d	50 k Ω	k	6,9%

Para uma falta fase-terra a 5 km da carga do ramal ligado entre as fases A e B, são exibidas nas Figuras 4.13 e 4.14 a tensões fase-neutro no tronco principal e as tensões fase-terra nos ramais monofásicos.

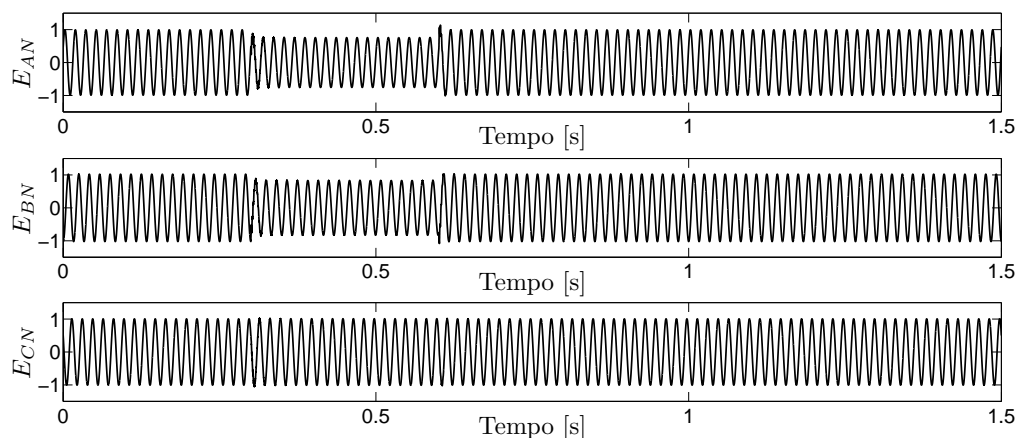


Figura 4.13: Tensões fase-neutro no alimentador durante falta fase-terra no ramal monofásico AB.

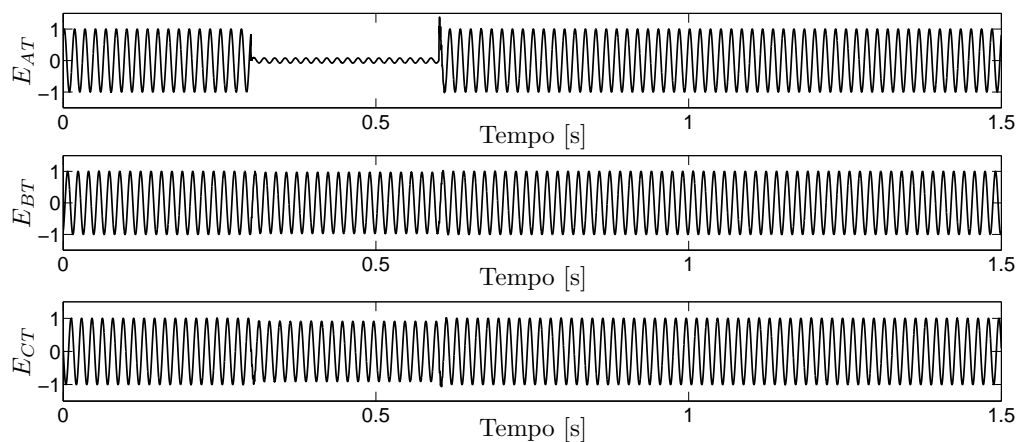


Figura 4.14: Tensões fase-terra nas cargas durante falta fase-terra no ramal monofásico AB.

A diminuição da tensão fase-terra no ramal monofásico AB acarreta em uma diminuição das tensões fase-neutro das fases A e B do alimentador. O outro impacto da falta fase-terra, inerente dos sistemas multiaterrados, é o aumento da corrente, tanto no ramal monofásico quanto no alimentador. Assim como já foi adiantado, algum tipo de proteção deve ser instalado para evitar os efeitos danosos da sobrecorrente.

4.1.3 Simulação do ramal bifásico

A migração do multiaterramento para o aterramento ressonante exige menos alterações na rede com ramais bifásicos do que na com ramais monofásicos. Isso porque as cargas são ligadas entre fases, exigindo que as estruturas e o isolamento sejam adequados para níveis de tensão de linha.

A princípio, o principal problema que surge ao se cogitar a utilização da bobina de Petersen em redes com ramais bifásicos é o alto fator k de desequilíbrio das capacitâncias. Duas são as causas para seu alto valor: a geometria dos postes e cruzetas, que é um problema não só na redes com ramais bifásicos, mas em qualquer rede aérea convencional; e o desequilíbrio no comprimento dos ramais. A influência das duas causas foi analisada por meio de simulações no circuito exibido na Figura 4.15. Os dados de entrada são apresentados nas Tabela 4.8.

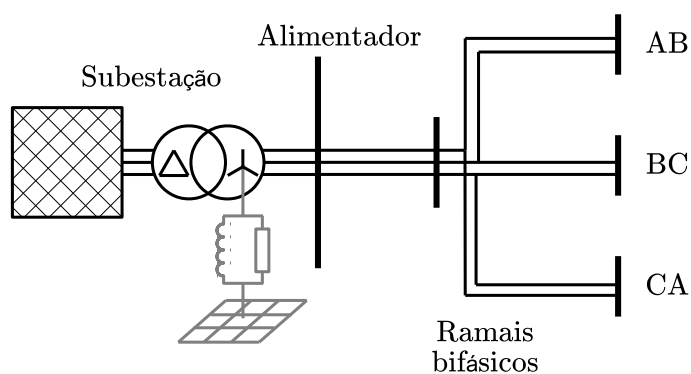


Figura 4.15: Rede com aterramento ressonante e ramais bifásicos.

Tabela 4.8: Dados da simulação: rede com ramais bifásicos.

Rede	
Tensão / Frequência	13,8 kV / 60 Hz ($\Delta t = 10 \mu s$)
Aterramento	Neutro multiterrado
Subestação	
Transformador trifásico	DYn, 69/13,8 kV, 5 MVA
Bobina de Petersen	4 a 6 H, Resistor <i>shunt</i> 50 k Ω
Malha de aterramento	Desconsiderada
Rede trifásica	
Arranjo	3 Fases (Normal – 3 fios)
Comprimento total	10 km
Rede bifásica	
Arranjo	2 Fases (Bifásico)
Comprimento total	3 x 100 km = 300 km

Primeiro, foram calculados e simulados os fatores k para diferentes tipos de geometria de postes e cruzetas utilizados atualmente nas redes trifásicas de Brasil. As redes a três fios têm dois valores diferentes de k indicados na Tabela 4.9. Um deles foi calculado utilizando os elementos da matriz obtida via cálculo de parâmetros. O outro foi obtido na simulação de um circuito com tronco trifásico de 100 km e sem ramais. As redes a quatro fios têm indicado somente o valor obtido via simulação. Além disso, são exibidas na tabela a diferença entre k calculado e simulado e a redução propiciada pela presença do neutro. Os dados para o cálculo das matrizes de capacitâncias se encontram no Apêndice B.

Tabela 4.9: Fator k para diferentes geometrias da rede de distribuição.

Tipo	k_c [%]	k_s [%]	Diferença [%]	Redução [%]
Normal – 3 fios	6,11	6,33	–3,59	–
Normal – 4 fios	–	5,39	–	14,88
Beco – 3 fios	5,29	5,41	–2,21	–
Beco – 4 fios	–	4,85	–	10,29
Meio Beco – 3 fios	4,86	4,95	–1,89	–
Meio Beco – 4 fios	–	4,57	–	7,78
Sem cruzeta P1 – 3 fios	2,30	2,36	–2,4	–
Sem cruzeta TP – 3 fios	1,34	1,36	–1,11	–
Rede compacta – 3 fios	5,15	5,32	–3,17	–

A pequena diferença entre os fatores calculados e simulados indica que as capacitâncias mútuas, desconsideradas no cálculo, têm pouca ou nenhuma influência na tensão E_{NT} . Dentre todas as geometrias consideradas, somente a rede compacta apresenta um fator k intrinsecamente adequado, isto é, que não causaria um valor elevado de E_{NT} em regime permanente.

Para o caso de migração de redes já existentes, não existe uma solução ótima para o problema. Os troncos dos alimentadores, tanto nas redes rurais quanto nas urbanas, são muito curtos para se utilizar a transposição das fases. E mesmo no caso da substituição dos ramais monofásicos ou bifásicos por redes trifásicas, a ramificação da rede tornaria-se um empecilho para a transposição.

O outro fator causador de desequilíbrio das capacitância fase-terra é o comprimento dos ramais. Ele é muito mais impactante que aquele causado pela geometria da rede trifásica, pois os comprimentos totais dos ramais são muito maiores que os comprimentos dos troncos trifásicos dos alimentadores.

O desequilíbrio no comprimento foi gerado da seguinte forma: foi acrescentado ao ramal AB um Δ_{km} . Para se manter o tamanho da rede e evitar uma nova sintonização da bobina, foi diminuído o mesmo Δ_{km} do ramal BC. Em outras palavras, a fase A cresceu Δ_{km} e a fase C diminuiu Δ_{km} .

A Figura 4.16 apresenta a tensão E_{NT} em função da dessintonia da bobina para quatro diferentes Δ_{km} . Para o menor deles, 2,5 km, a tensão neutro-terra alcança 25% da

tensão de fase nominal, caso a bobina opere no ponto de ressonância. Isso indica que desequilíbrios pequenos já são suficientes para dificultar a operação do sistema. Atualmente, o critério de escolha da fase na qual uma nova carga será ligada é somente o equilíbrio da soma das cargas em cada fase. Para uma rede nova com a bobina de Petersen, um novo critério de alocação seria o equilíbrio dos comprimentos dos ramais. A rede migrada do neutro multiaterrado terá, contudo, um Δ_{km} muito alto, exigindo alguma ação corretiva.

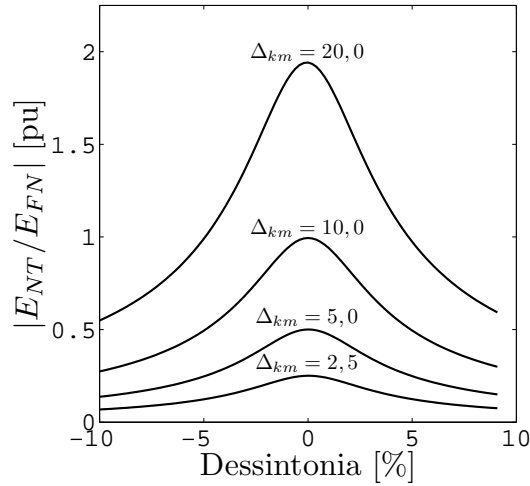


Figura 4.16: Tensão E_{NT} para diferentes desequilíbrios nos comprimentos dos ramais bifásicos.

O capítulo 4 de (WILLHEIM; WATERS, 1956) apresenta algumas propostas para correção da alta tensão E_{FN} decorrente do desequilíbrio das capacitâncias; as mais utilizadas atualmente são aquelas apresentadas na seção 3.2.3 deste trabalho: utilizar um resistor *shunt* para aumentar o amortecimento d no regime permanente e retirá-lo durante a falta (pré-ajuste) ou operar a rede muito sobrecompensada no regime permanente e sintonizada durante a falta (pós-ajuste).

Um último estudo foi feito para se entender a influência de altos valores da tensão fase-neutro nos indicadores de qualidade dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional PRODIST. O módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica – apresenta duas fórmulas para o cálculo do desequilíbrio das tensões. Uma delas é:

$$\text{FD}\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}}$$

sendo

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2}$$

Como as tensões consideradas para o cálculo de $FD\%$ são as tensões de linha, e não as tensões fase-neutro, conclui-se que E_{NT} tem pouca influência no desequilíbrio das tensões.

4.2 Rede urbana

Na rede urbana, a incidência de ramificações monofásicas é muito menor que na rede rural. Para simplificar as simulações, o circuito utilizado nesta seção contém apenas um tronco trifásico. Foi escolhida a geometria da rede compacta, que é a configuração mais utilizada atualmente para as novas redes de distribuição no Brasil. O cabo de sustentação ou mensageiro foi considerado no cálculo de parâmetros como um *ground wire*. Os dados da simulação são dados na Tabela 4.10.

Tabela 4.10: Dados da simulação: rede urbana com um alimentador.

Rede	
Tensão / Frequência	13,8 kV / 60 Hz ($\Delta t = 10 \mu s$)
Aterramento	Neutro multiterrado
Subestação	
Transformador trifásico	DYn, 69/13,8 kV, 5 MVA
Bobina de Petersen	L variável, $S = 45$ kVA, Resistor <i>shunt</i> 20 k Ω
Malha de aterramento	Desconsiderada
Rede trifásica	
Arranjo	3 Fases (Compacta – 3 fios)
Comprimento total	100 km

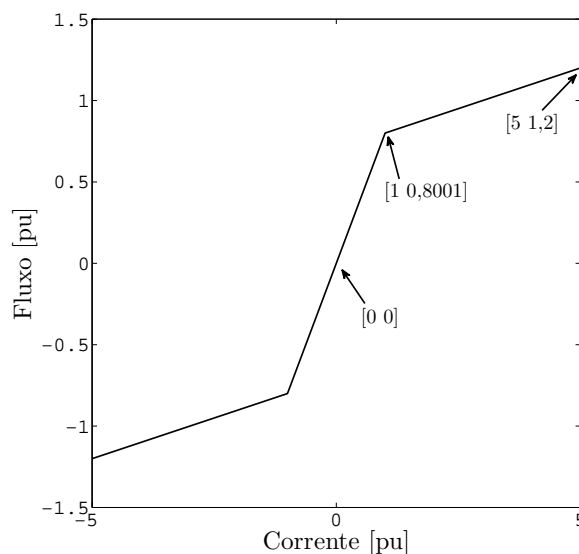
4.2.1 Indutância não-linear

Todas as simulações apresentadas até o momento foram feitas considerando a indutância da bobina como linear. Entretanto, as bobinas de Petersen são projetadas para terem uma curva tensão-corrente substancialmente linear até a tensão nominal de fase, e a partir daí a curva se aplaina, com as características peculiares dos circuitos magnéticos saturáveis (WILLHEIM; WATERS, 1956). Para fins de comparação, foram feitas simulações no circuito com os dados da Tabela 4.10 para as duas situações: bobina linear e não-linear. Os parâmetros obtidos para o circuito linear estão na Tabela 4.11.

Tabela 4.11: Parâmetros da rede urbana.

I_{C_T}	5,455 A	C_T	1,86 μF
I_W	0,1885 A	ν	variável
L	3,786 H	d	3,46%
R_d	20 k Ω	k	5,15%

As indutâncias nos dois circuitos foram definidas para que a tensão neutro-terra no regime permanente seja igual a 20% da tensão de fase nominal. Isso corresponde a um nível de dessintonia ν de -25% que, se comparado com os valores utilizados na maioria dos circuitos descritos na literatura estudada, poderia ser considerado alto, todavia, em se tratando de uma rede aérea com baixas correntes capacitivas de falta, a autoextinção do arco não seria prejudicada. A curvas de fluxo em função da corrente da bobina não linear para $\nu = -25\%$ é exibida na Figura 4.17.

Figura 4.17: Curvas $\Phi x I$ utilizada nas simulações.

A Figura 4.18 mostra um trecho das medições das correntes residuais para uma falta de 10 Ω na saída da subestação que se inicia em 1 s e termina em 2,5 s.

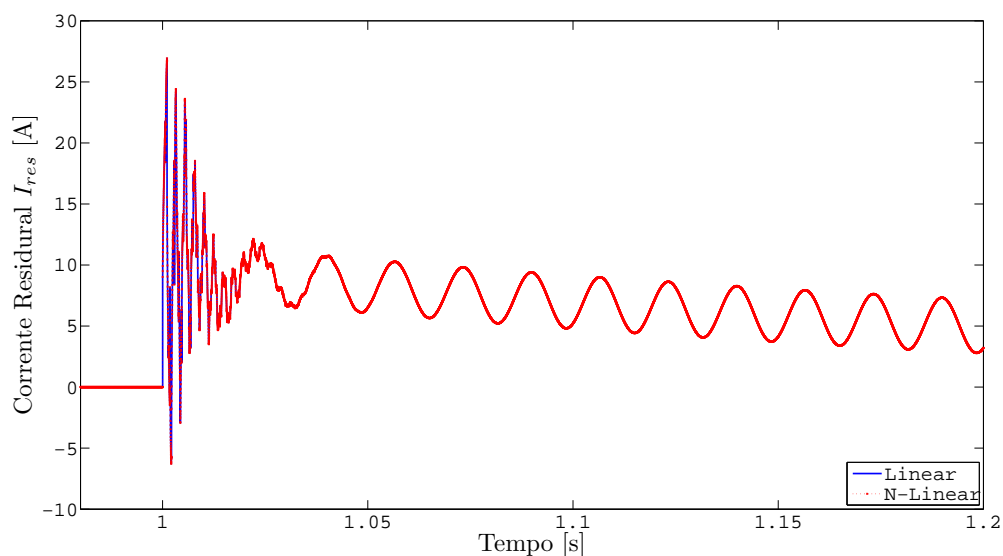


Figura 4.18: Corrente de falta considerando a bobina linear e a não-linear.

As curvas estão praticamente sobrepostas, sendo possível concluir, como era esperado, que durante uma falta fase-terra a bobina não-linear opera fora da região de saturação. A diferença no comportamento do sistema considerando a não-linearidade ficará evidente durante a análise da abertura monopolar e de rompimento de uma fase.

4.2.2 Abertura monopolar

O primeiro caso estudado para se entender a importância da saturação da bobina foi o de uma abertura monopolar na fase A. Uma chave com resistência *snubber* de $100 \text{ M}\Omega$ foi inserida entre a saída do transformador e o tronco trifásico. A Figura 4.19 exhibe gráficos com as tensões neutro-terra para $\nu = 0\%$ e $\nu = -25,0\%$.

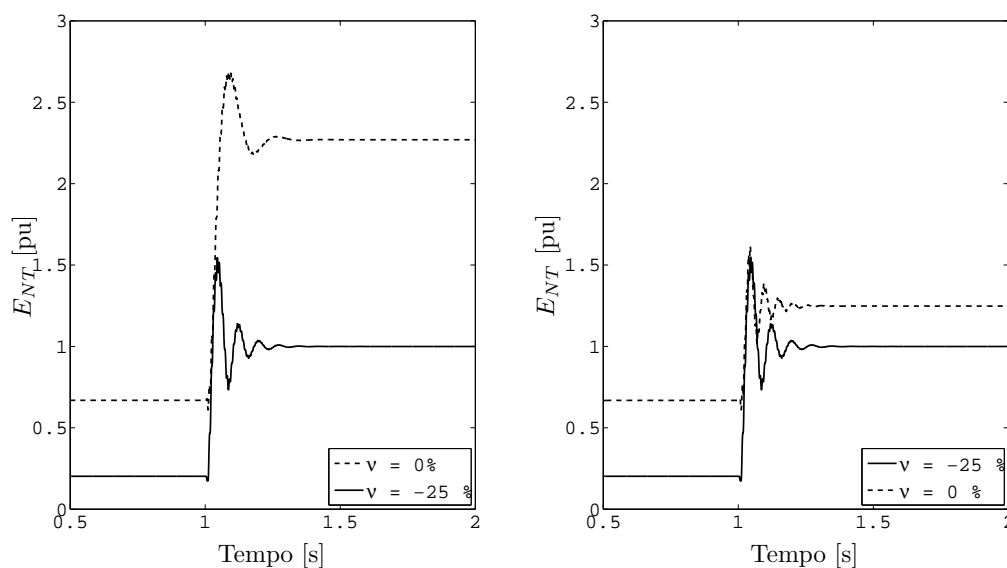


Figura 4.19: Abertura monopolar. Esquerda: bobina linear. Direita: bobina saturável.

Com a dessintonia $\nu = -25,0\%$ e o amortecimento $d = 3,46\%$, a tensão E_{NT} fica um pouco menor que 1 pu; sendo assim, a bobina trabalha na região linear. Já quando a bobina trabalha no ponto de sintonização, a tensão na bobina linear chega a 2,25 pu, enquanto no caso da bobina não-linear a tensão é limitada a 1,25 pu. A tensão limite da bobina está diretamente ligada à inclinação do segundo trecho da curva VxI ou ΦxI (vide Figura 4.17).

A tensão para a bobina linear poderia ser estimada com a fórmula da seção 2.6 considerando a capacitância mútua como a média das mútuas da rede compacta – 3 fios. Neste caso, se encontraria uma tensão de 2,27 pu.

4.2.3 Falta de alta-impedância e rompimento de cabo

Um dos maiores problemas que acometem as redes com neutro multiaterrado são as faltas de alta impedância. Os relés de sobrecorrente são incapazes de detectar faltas com resistências maiores que algumas dezenas de ohms. Quando ocorre o rompimento de um dos cabos, a situação se torna drástica porque as tensões de toque e de passo na região entorno do cabo partido podem causar acidentes fatais.

Não foi apresentado nenhum tratamento teórico do rompimento de cabo nesta dissertação, mas os gráficos das Figuras 4.20 a 4.25 podem fornecer uma noção da resposta do sistema frente a este tipo de distúrbio.

Foram gravadas as tensões neutro-terra e as correntes de falta para a seguinte situação: uma falta fase A para terra foi gerada a uma certa distância da subestação no tempo de simulação 1 s. 500 ms depois da falta (1,5 s), uma chave foi aberta na fase A (*snubber* de 100 M Ω) logo a jusante do ponto de falta, representando um rompimento de cabo associado a uma falta permanente. Foram utilizadas três distâncias: 25 km, 50 km e 75 km da subestação e seis valores de resistência de falta: 10 Ω , 1 k Ω , 5 k Ω , 20 k Ω , 50 k Ω e 100 k Ω . A bobina tem núcleo saturável.

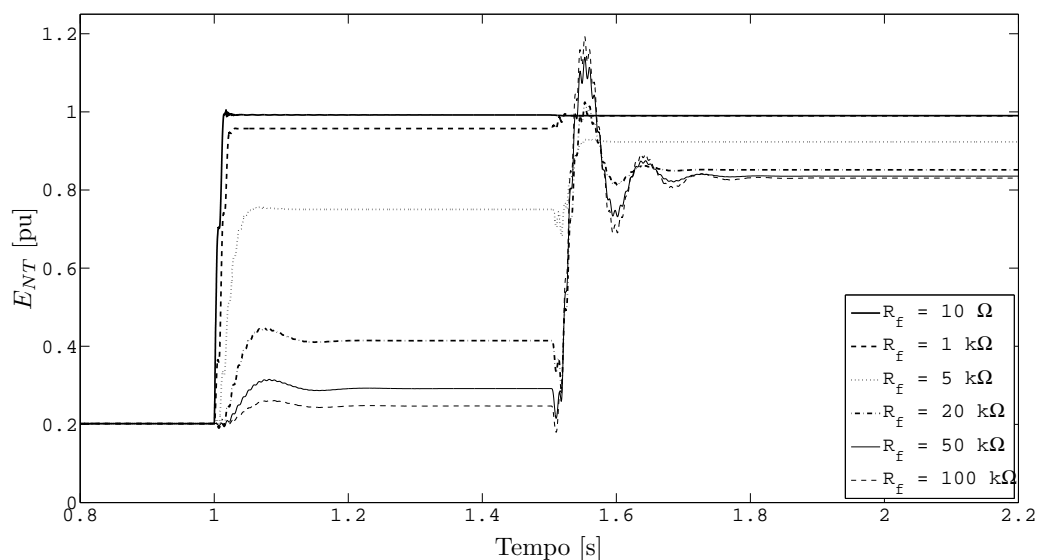


Figura 4.20: Tensão E_{NT} para abertura a 25 km.

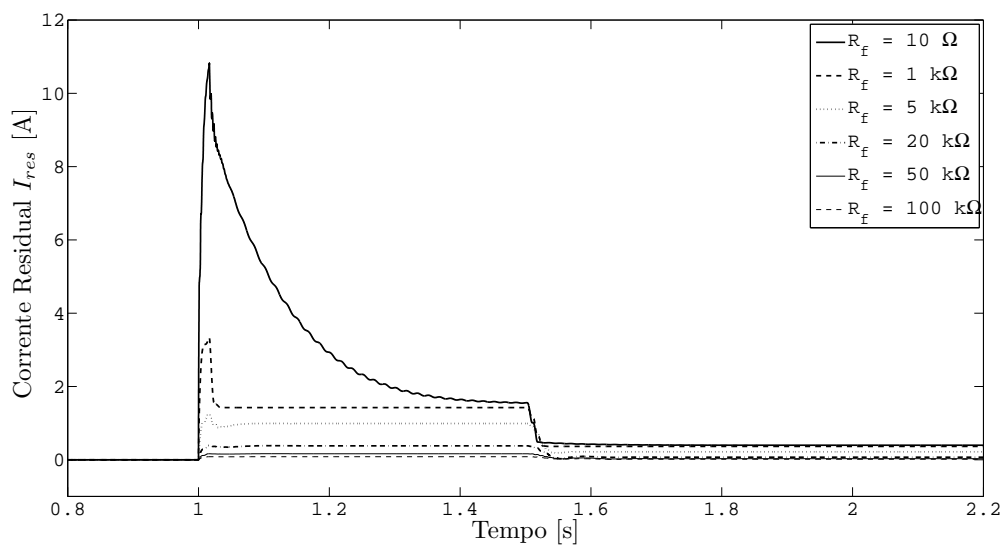
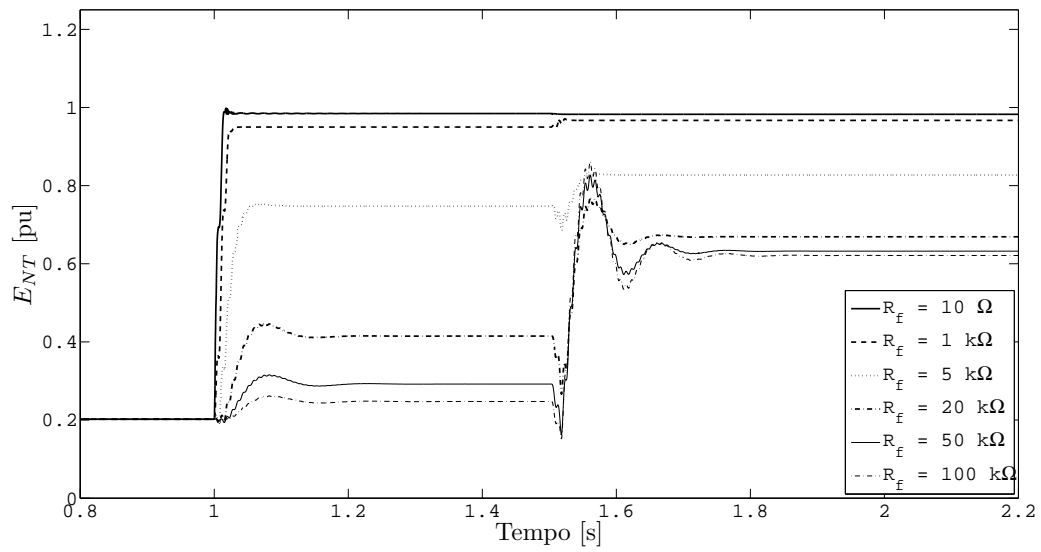
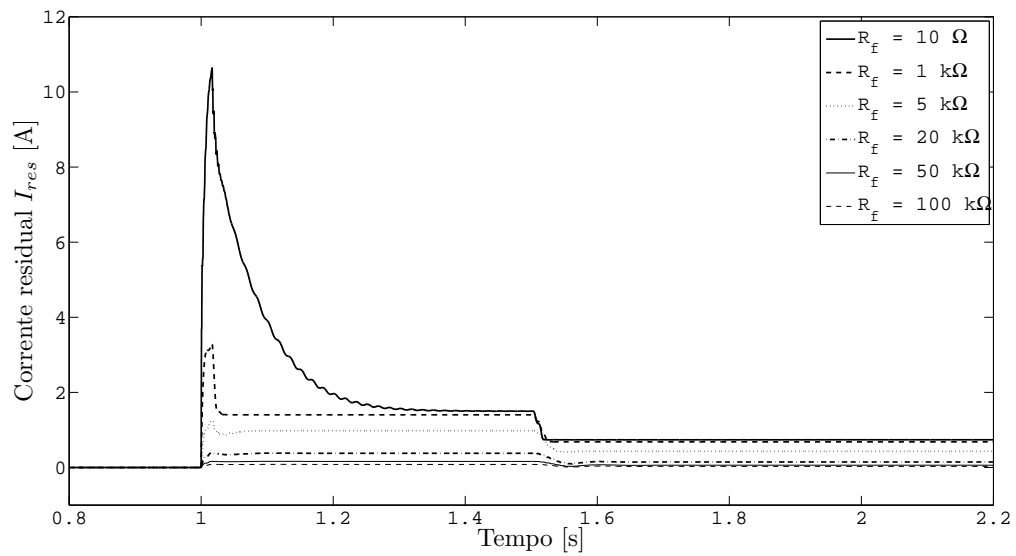


Figura 4.21: Corrente residual I_{res} para abertura a 25 km.

Figura 4.22: Tensão E_{NT} para a 50 km.Figura 4.23: Corrente residual I_{res} para abertura a 50 km.

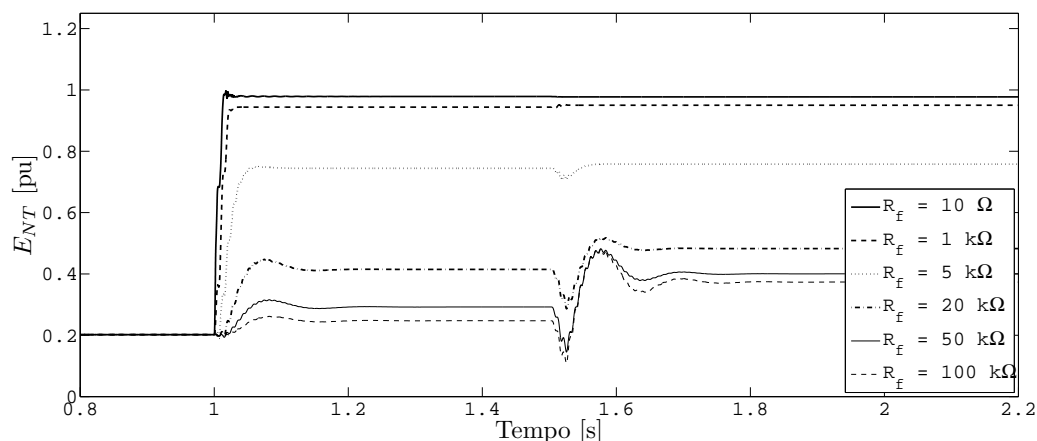


Figura 4.24: Tensão E_{NT} para abertura a 75 km.

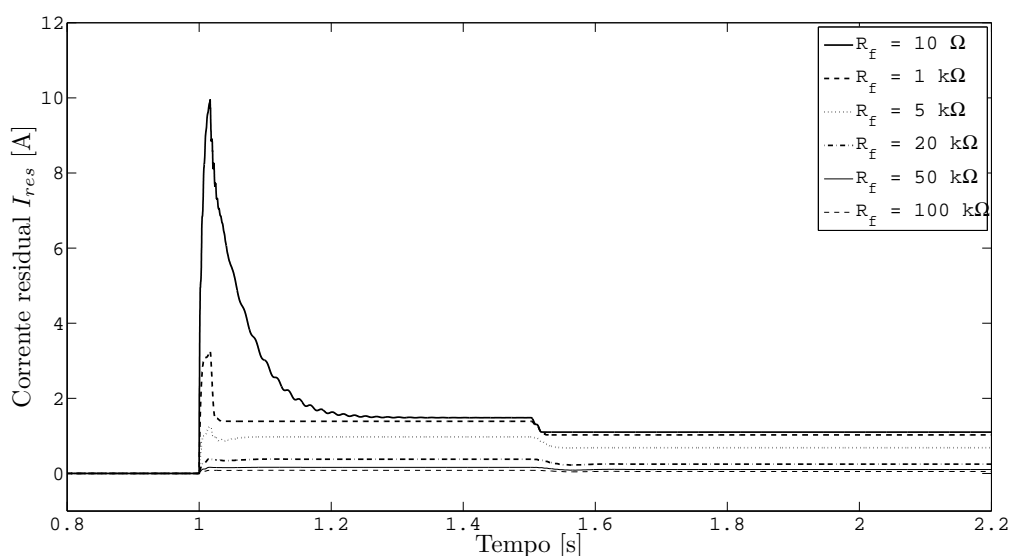


Figura 4.25: Corrente residual I_{res} para abertura a 75 km.

Para o período em que o sistema passa apenas pela falta fase-terra, conclui-se, como já foi comentado antes, que o ponto em que a falta ocorre não influencia nos valores de regime permanente de falta. A pequena diferença no valor da corrente de falta da Figura 4.25 em relação às correntes das Figuras 4.21 e 4.23 se deve ao regime transitório.

O efeito da resistência de falta é diminuir os valores da tensão E_{NT} e da corrente I_{res} à medida que a resistência aumenta, sendo que a tensão E_{NT} se mostrou mais sensível a variação desse parâmetro. Pensando em termos da proteção wattimétrica, a definição do limiar a partir do qual se considera a presença de uma falta tanto para a tensão de

sequência zero quanto para a potência ativa de sequência zero torna-se cada vez mais difícil com o incremento da resistência. Entretanto, dados os valores apresentados das tensões e das correntes, é possível afirmar que para sistemas que funcionam com altos graus de desequilíbrio ($k > 1,5\%$), a detecção das faltas com algumas dezenas de $k\Omega$ é bem mais factível nos sistemas com aterramento ressonante do que nos com neutro multiterrado.

Para o momento em que ocorre o rompimento do cabo em diante, percebe-se que quanto mais longe da subestação ocorre o rompimento, menor a tensão E_{NT} . O menor valor apresentado, 0,37 pu para a falta de 100 $k\Omega$ a 75 km da subestação, é quase o dobro do valor de regime permanente, valor mais do que suficiente para indicar uma anormalidade no sistema. Caso a falta fosse removida, mantendo o rompimento do cabo, a tensão cairia para 0,34 pu, ainda sim um valor significativo para a detecção da falta.

5 *Conclusões*

Este trabalho buscou cumprir dois objetivos: fazer uma apresentação mais completa da teoria básica e das tecnologias associadas à bobina de Petersen no âmbito acadêmico nacional e enriquecer a discussão acerca da utilização dessa técnica de aterramento no Brasil, principalmente no que tange à migração de redes com o neutro originalmente multiaterrado.

Para atingir o primeiro propósito, foram apresentados no Capítulo 2 os principais parâmetros de análise das redes com aterramento ressonante, o que ainda não havia sido feito no Brasil até então. Também são pioneiras as apresentações do processo de extinção do arco, do regime transitório de falta e as sobretensões originadas em aberturas monopolares. As contribuições do Capítulo 3 se dão no detalhamento das tecnologias de construção e dos algoritmos de proteção atualmente utilizados, principalmente os de proteção direcional, além de atualizar o panorama global de utilização da bobina de Petersen. Todos os dados essenciais para a reprodução das simulações do Capítulo 4 foram listados nos Apêndices, fornecendo ao leitor o acesso a modelos computacionais simples, porém abrangentes.

Após a análise dos resultados obtidos em simulações computacionais de redes de distribuição aéreas com características semelhantes às das redes brasileiras, serão reunidas a seguir algumas conclusões a respeito da migração do multiaterramento do neutro para o aterramento ressonante.

Do ponto de vista sistêmico, é possível interconectar redes com a bobina de Petersen e com o neutro isolado na média tensão, mas não redes com neutro multiaterrado. A parcela do circuito com aterramento ressonante deverá ser separada eletricamente das demais.

Foram apresentadas duas topologias de rede nas quais o neutro é mantido e as cargas são ligadas entre fase e neutro, permitindo o uso de ramais monofásicos. A primeira delas utiliza o aterramento ressonante em toda a média tensão enquanto a segunda pode

ser chamada de rede híbrida, pois os ramais são mantidos com o neutro solidamente aterrado. No tronco trifásico, que utiliza o aterramento ressonante, todo o isolamento deve ser reprojeto para níveis de tensão fase-fase. Em ambas as topologias pode surgir uma sobretensão neutro-terra em regime permanente, decorrentes da assimetria das capacitâncias fase-terra. Algumas técnicas podem ser utilizadas para diminuí-la, como por exemplo, operar a bobina fora do ponto de ressonância ou só ligar a bobina ao neutro durante o período de falta.

A principal limitação à migração das redes com neutro solidamente aterrado e ramais monofásicos para o aterramento ressonante é de ordem técnico-econômica, pois o isolamento da maioria dos equipamentos não seria suficiente para suportar as sobretensões mais altas as quais seria submetido.

Em redes com ramais bifásicos, intrinsecamente mais apropriadas para receber a bobina de Petersen, o maior problema é a assimetria das capacitâncias fase-terra, que aparece tanto na geometria das redes aéreas quanto no desequilíbrio do comprimento dos ramais. As técnicas apresentadas no Capítulo 3, que visam contornar esse problema, servem tanto para os ramais monofásicos quanto os bifásicos.

As redes de distribuição urbanas na média tensão, quase que completamente formadas por cargas e transformadores trifásicos, também podem ser modificadas para utilizar a bobina. As adaptações e melhoramentos envolvem sobretudo o projeto de coordenação de isolamento dos equipamentos e o arranjo da proteção.

Com relação à coordenação de isolamento, é mandatório um estudo minucioso da necessidade de substituição dos equipamentos com nível de isolamento fase-terra para fase-fase. O equipamento mais crítico é o transformador da subestação, que poderá ser submetido a algumas horas de sobretensão por ano.

O sistema de proteção nos sistemas com aterramento ressonante é semelhante ao das redes com neutro multiaterrado, com exceção da proteção contra faltas fase-terra. Apesar da maioria dos arcos elétricos se autoextinguirem, alguns poderão persistir na forma de uma falta intermitente ou permanente, exigindo uma ação do operador ou da proteção para eliminar a falta tão logo seja possível. Recomenda-se a utilização de mais de um algoritmo de proteção direcional.

Uma contribuição importante do trabalho concernente à proteção foi a análise das faltas de alta impedância e rompimento de cabos, na qual se mostrou que a variação da tensão neutro-terra no regime de falta aponta para uma maior possibilidade de detecção

desses fenômenos em comparação às redes com neutro multiterrado.

Por fim, apresentam-se algumas propostas de continuidade. Na parte teórica, a grande contribuição para a área de aterramento de redes de distribuição seria a tradução e posterior atualização dos conceitos apresentados no livro de referência para este trabalho (WILLHEIM; WATERS, 1956).

No ambiente das simulações computacionais, vários aprimoramentos podem ser feitos nos circuitos analisados: utilização de modelos de linha de transmissão mais complexos assim como do transformador da subestação com núcleo saturável; análise dos harmônicos da corrente residual de falta; implementação dos circuitos da eletrônica de potência para compensação da corrente de falta; implementação dos algoritmos de proteção; construção de rede com muitas ramificações e cargas, buscando mais fidelidade às redes reais.

Entretanto, na opinião do autor, a mais natural das propostas de continuidade e a mais necessária para consolidar os estudos sobre o aterramento ressonante no Brasil é a instalação de uma bobina numa subestação de pequeno porte de uma concessionária, para a partir daí conhecer as especificidades da migração das redes de distribuição brasileiras.

Referências

- ACHLEITNER, G. *Earth Fault Distance Protection*. Dissertação (Mestrado) — Institut für Elektrische Anlagen – Graz University of Technology, Graz, Áustria, 2008.
- ALSTOM. *Application of Sensitive Earth Fault Relays to Petersen Coil Earthed and Insulated Power Systems*. Inglaterra, 2010. Disponível em <http://tiny.cc/lz8dd>.
- AMEZUA, A. et al. Active earthing system to optimise power quality in mv networks. In: *Proceedings of 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, EPQU 2007*. Barcelona, Espanha: [s.n.], 2007. p. 1–6.
- BERGEAL, J. et al. Single-phase faults on compensated neutral medium voltage networks. In: *Proceedings of 12th International Conference on Electricity Distribution, CIRED 1993*. Birmingham, Inglaterra: [s.n.], 1993. v. 2, p. 2.9/1–2.9/5.
- BJERKAN, E.; VENSETH, T. Locating earth-faults in compensated distribution networks by means of fault indicators. In: *Proceedings of International Conference on Power Systems Transients 2005*. Montreal, Canada: [s.n.], 2005.
- BORTOLETTO, E.; CASSAROTTI, F. Utilização da bobina de petersen - um caso prático. In: *Anais do XX SNPTEE. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Recife, PE, Brasil: [s.n.], 2009.
- BUCHHAGEN, C. *Versuch V02: Ausgleichsvorgänge*. [S.l.], 2011. Disponível em <http://tiny.cc/xbifu>.
- CAIXU. A new arc-suppression coil with magnetic bias and its characteristics analysis. In: *Proceedings of 6th International Conference on Electrical Machines and Systems, ICEMS 2003*. Pequim, China: [s.n.], 2003. v. 2, p. 903–906.
- CERRETTI, A.; LEMBO, G. D.; VALTORTA, G. Improvement in the continuity of supply due to a large introduction of petersen coils in hv/mv substations. In: *Proceedings of 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 2005*. Turim, Itália: [s.n.], 2005. p. 1–5.
- CHAMPE, W. E.; VOIGTLANDER, F. V. System analysis for petersen-coil application. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, v. 57, n. 12, p. 663–676, dez. 1938.
- CHONGLIN, W. et al. Analysis on principle of operation of arc-suppression coil based on thyristor controlled reactor. In: *Proceedings of the 8th International Conference on Electrical Machines and Systems, ICEMS 2005*. Nanjing, China: [s.n.], 2005. v. 2, p. 1305–1308.
- CONNOR, T. *Neutral Grounding*. [S.l.], 2010. Disponível em <http://tiny.cc/fn2af>.

- COSTA, P. F. *Aterramento do neutro dos sistemas de distribuição brasileiros: uma proposta de mudança*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, 1995.
- DKE. *DIN VDE 0228 Teil 2, Maßnahmen bei Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Starkstromanlagen*. Alemanha, 1987.
- DRUML, G.; FRANKENREITER, M. *Regelung von Petersen Spulen*. [S.l.], fev. 2010. Disponível em <http://tiny.cc/18elm>.
- DRUML, G.; KUGI, A.; SEIFERT, O. A new directional transient relay for high ohmic earth faults. In: *Proceedings of 17th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIGRE 2003*. Barcelona, Espanha: [s.n.], 2003.
- DRUML, G.; KUGI, A.; SEIFERT, O. New method to control petersen coils by injection of two frequencies. In: *Proceedings of 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIGRE 2005*. Turim, Itália: [s.n.], 2005. p. 1–5.
- GIVELBERG, M.; LYSENKO, E.; ZELICHONOK, R. Zero sequence directional earth-fault protection with improved characteristics for compensated distribution networks. *Electric Power Systems Research*, v. 52, n. 3, p. 217–222, 1999.
- GRIFFEL, D. et al. A new deal for safety and quality on mv networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 12, n. 4, p. 1428–1433, out. 1997.
- GROSS, E. T. B.; ATHERTON, E. W. Application of resonant grounding in power systems in the united states. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, v. 70, n. 1, p. 389–397, jul. 1951.
- GULDBRAND, A.; SAMUELSSON, O. Central or local compensation of earth-fault currents in non-effectively earthed distribution systems. In: *Proceedings of 2007 IEEE Lausanne Power Tech*. Lausanne, Suíça: [s.n.], 2007. p. 1129–1134.
- GULDBRAND, A.; SAMUELSSON, O. Influence of distributed compensation on earth fault protection in cable distribution systems. In: *Proceedings of IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection, DPSP 2008*. Glasgow, Escócia: [s.n.], 2008. p. 615–620.
- GUSTAVSEN, B.; WALSETH, J. A case of abnormal overvoltages in a petersen grounded 132-kv system caused by broken conductor. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 18, n. 1, p. 195–200, jan. 2003.
- HONGBO, L. et al. Research on the compensation mode and new principal-auxiliary arc-suppression coil in the resonant grounded system. In: *Proceedings of 2004 International Conference on Power System Technology, PowerCon 2004*. Singapura: [s.n.], 2004. v. 1, p. 723–728.
- HUANG, R. K. W.-Y. Symmetric components for transient regime application in mv systems. In: *Proceedings of IPST07. International Conference on Power Systems Transients 2007*. Lion, França: [s.n.], 2007.

- IMRIS, P. *Transient Based Earth Fault Location In 110 kV Subtransmission Networks*. Tese (Doutorado) — Helsinki University of Technology, Helsinki, Finlândia, 2006.
- JUNIOR, I. G. C. *Aterramento do ponto de neutro das redes de distribuição através de bobina ressonante*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, Brasil, 2009.
- LI, X. bo; WANG, C. lin. Comparison between open phase fault of arc suppression coil and single phase to earth fault in coal mine distribution network. *Journal of China University of Mining and Technology*, v. 18, n. 3, p. 368–372, 2008.
- LIN, X.; HUANG, J.; KE, S. Faulty feeder detection and fault self-extinguishing by adaptive petersen coil control. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 26, n. 2, p. 1290–1291, abr. 2011.
- LORENC, J.; MARSZALKIEWICZ, K.; ANDRUSZKIEWICZ, J. Admittance criteria for earth fault detection in substation automation systems in polish distribution power networks. In: *Proceedings of 14th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 1997*. Birmingham, Inglaterra: [s.n.], 1997. v. 4, p. 19/1–19/5.
- LU, C.; QIAOFU, C.; YU, Z. Design principle of a novel automatic tuning arc suppression coil system. In: *Proceedings of 11th International Conference on Electrical Machines and Systems, ICEMS 2008*. Wuhan, China: [s.n.], 2008. p. 4483–4488.
- LU, C. et al. The principle of a novel arc-suppression coil and its implementation. In: *Proceedings of CES/IEEE 5th International Power Electronics and Motion Control Conference, IPEMC 2006*. Xangai, China: [s.n.], 2006. v. 1, p. 1–5.
- LUKAC, M. Determination of earth faulted line with transient method. In: *Proceedings of 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 2009*. Praga, República Checa: [s.n.], 2009. p. 1–4.
- MARTEL, P. et al. Results of earth fault measurements in an earth fault compensated 110 kv system. In: *Proceedings of 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 2001*. [S.l.: s.n.], 2001. v. 3, p. 5 pp.
- MAZON, A. et al. First resonant neutral grounding implantation in spanish distribution system. In: *Proceedings of 2001 IEEE Porto Power Tech*. Porto, Portugal: [s.n.], 2001. v. 4, p. 6 pp.
- MORAES, J. C. de. *Limitação de correntes de falta fase-terra por meio do ajuste de bobina de Petersen em neutro de transformadores de potência*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Departamento de Engenharia Elétrica - Faculdade de Tecnologia da Faculdade de Brasília, Brasília, DF, Brasil, 2009.
- MOURA, L. C. *Estudo sobre a utilização da Bobina de Petersen no aterramento do neutro do sistema de distribuição*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, 2008.

- NEWBOULD, A.; CHAPMAN, K. Improving uk power quality with arc suppression coils. In: *Proceedings of Seventh International Conference on Developments in Power System Protection 2001*. Amsterdã, Holanda: [s.n.], 2001. p. 487–490.
- NIKANDER, A.; LAKERVI, E.; SUONTAUSTA, J. Applications of transient phenomena during earth-faults in electricity distribution networks. In: *Proceedings of EMPD '95. International Conference on Energy Management and Power Delivery 1995*. Singapura: [s.n.], 1995. v. 1, p. 234–239.
- NZCCPTS. *Neutral Earthing Resistors Or Reactors (including resonant reactance earthing)*. [S.l.], 2010. Disponível em <http://tiny.cc/m2co3>.
- OBKIRCHER, C. *Ausbaugrenzen gelöscht betriebener Netze*. Dissertação (Mestrado) — Institut für Elektrische Anlagen – Graz University of Technology, Graz, Áustria, 2008.
- OBKIRCHER, C. et al. Cable installation limits in earth fault compensated 110-kv-networks. In: *Proceedings of 2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*. Atlanta, GA, Estados Unidos: [s.n.], 2006. p. 1544–1549.
- ORTOLANI, F.; LEIKERMOSER, A. Neutral compensation and network monitoring - test field experience in determining resonant point and homopolar parameters with active and passive pulse injection. In: *Proceedings of 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 2009*. Praga, República Checa: [s.n.], 2009. p. 1–4.
- PAES, C.; FAJARDO, V. *Acidente com trio elétrico deixa mortos e feridos no Sul de MG*. 2011. Disponível em <http://tiny.cc/5e4qbw>.
- PAPP, K.; KÖNIG, R. Arc suppression coils - the key component of modern earthfault protection systems. In: *Proceedings of Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T D-LA), 2010 IEEE/PES*. São Paulo, Brasil: [s.n.], 2010. p. 366–371.
- ROBERTS, J.; ALTUVE, H. J.; HOU, D. *Análise dos métodos de proteção contra faltas à terra nos sistemas da distribuição aterrados, não aterrados e compensados*. [S.l.], 2001. Disponível em http://www.selinc.com.br/art_tecnicos/6123.pdf.
- ROMAN, H.; PIETZSCH, H. Earth-fault treatment in medium-voltage networks. In: *Proceedings of 14th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 1997. Part 1: Contributions*. Birmingham, Inglaterra: [s.n.], 1997. v. 4, p. 36/1–36/5.
- SCHEGNER, P.; HOPFHER, S.; SETA, P. L. Systematic analysis of the harmonics in resonant grounding systems. In: *Proceedings of 2005 IEEE Russia Power Tech*. São Petersburgo, Rússia: [s.n.], 2005. p. 1–7.
- SCHLABBACH, J. *Short-circuit Currents*. Milton Keynes, Inglaterra: The Institution of Engineering and Technology, 2008.
- SHIPP, D.; ANGELINI, F. Characteristics of different power systems neutral grounding techniques: facts and fiction. In: *Conference Record of Annual Pulp and Paper Industry Technical Conference 1990*. Seattle, WA, Estados Unidos: [s.n.], 1990. p. 107–116.

- SILVA, M. R. da. *Avaliação de Alternativa para Eletrificação Rural no Contexto dos Programas de Universalização do Atendimento de Energia no Brasil*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFMG - PPGEE, Belo Horizonte, MG, Brasil, 2006.
- SINCLAIR, J.; GRAY, I. Assessing the potential for arc suppression coil technology to reduce customer interruptions and customer minutes lost. In: *Proceedings of 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 2009*. Praga, República Checa: [s.n.], 2009. p. 1–4.
- SIPROTEC. *Earth-Fault Protection in a Resonant-Earthed System*. [S.l.], 2005. Disponível em <http://tiny.cc/1dwcd>.
- SORENSEN, S.; NIELSEN, H.; JORGENSEN, H. J. Influence of harmonic voltages on single line to ground faults in distribution networks with isolated neutral or resonant earthing. In: *Proceedings of 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 2005*. Turim, Itália: [s.n.], 2005. p. 1–4.
- SUGIMOTO, S. et al. Thyristor controlled ground fault current limiting system for ungrounded power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 11, n. 2, p. 940–945, abr. 1996.
- SUMNER, J. The theory and operation of petersen coils. *Journal of the Institution of Electrical Engineers - Part II: Power Engineering*, v. 94, n. 40, p. 283–298, ago. 1947.
- ÁVILA, A. F. *Estudo do Desempenho de Redes de Distribuição Rural Utilizando Dados do Sistema de Localização de Tempestades e da Operação do Sistema: Uma abordagem de engenharia*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, 2005.
- WANGYI, J. et al. A novel optimal control method of grounding impedance for distribution system. In: *Proceedings of Transmission and Distribution Conference and Exposition: Asia and Pacific, 2009*. Seul, Coreia do Sul: [s.n.], 2009. p. 1–4.
- WEIGUO, L.; SHENGCHANG, J.; YANMING, L. Identification of the distribution network's grounding status based on frequency track method. In: *Proceedings of 2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*. Chengdu, China: [s.n.], 2010. p. 1–5.
- WELFONDER, T. et al. Location strategies and evaluation of detection algorithms for earth faults in compensated mv distribution systems. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 15, n. 4, p. 1121–1128, out. 2000.
- WILLHEIM, R.; WATERS, M. *Neutral Grounding in High-Voltage Transmission*. New York, Estados Unidos: Elsevier, 1956.
- WINTER, K. Swedish distribution networks—a new method for earthfault protection in cable- and overhead systems. In: *Proceedings of 5th International Conference on Developments in Power System Protection, 1993*. York, Inglaterra: [s.n.], 1993. p. 268–270.

- XIANGJUN, Z. et al. On-site safety evaluation for earth fault in mining power systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 39, n. 6, p. 1563–1569, nov. 2003.
- XIANGJUN, Z. et al. Some novel techniques for improving power quality in distribution networks. In: *Proceedings of DRPT 2004. IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies 2004*. Hong Kong: [s.n.], 2004. v. 1, p. 306–310.
- YAO, X. et al. Novel control techniques of Petersen-coil. In: *Proceedings of IEEE International Conference on Industrial Technology, ICIT 2008*. Chengdu, China: [s.n.], 2008. p. 1–4.
- YUQIN, X.; ZENGPING, W.; HAI, Z. The automatic following control of arc suppression coil with thyristor switched capacitors. In: *Proceedings of 2006 1st IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*. Singapura: [s.n.], 2006. p. 1–5.
- YUQIN, X.; ZHIYE, C. The method for automatic compensation and detection of earth faults in distribution network. In: *Proceedings of 2002 International Conference on Power System Technology, PowerCon 2002*. Kunming, China: [s.n.], 2002. v. 3, p. 1753–1757.
- ZAMORA, I. et al. Experiences of neutral resonant system implantation in gorliz substation. In: *Proceedings of 17th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 2003*. Barcelona, Espanha: [s.n.], 2003.
- ZENG, X.; XU, Y.; WANG, Y. Some novel techniques for insulation parameters measurement and Petersen-coil control in distribution systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 57, n. 4, p. 1445–1451, apr. 2010.
- ZHONGREN, C.; BO, Z.; NI, M. Study on the arc-suppression coil based on sectional tcr. In: *Proceedings of IEEE 6th International Power Electronics and Motion Control Conference, IPEMC '09*. Wuhan, China: [s.n.], 2009. p. 2566–2569.
- ZINNBAUER, H. *Die Erdschluss-Löschspule (Petersen-Spule)*. [S.l.], 2007. Disponível em <http://tiny.cc/gymp6>.
- ZIVANOVIC, R. et al. Identification of the resonant-grounded system parameters by evaluating fault measurement records. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 19, n. 3, p. 1085–1090, jul. 2004.

Apêndice A - Dados para reprodução das simulações

Os parâmetros listados abaixo foram utilizados nas simulações da Seção 4.1. Foi utilizado o toolbox SimPowerSystems da plataforma Simulink do Matlab 2010b. As geometrias de postes e cruzetas, necessárias para os cálculos dos parâmetros elétricos das linhas, se encontram no Apêndice B.

Fonte e transformador trifásico utilizados em todas as simulações

Fonte trifásica			
Tensão fase-fase	69 kV	Ângulo da fase A	0
Frequência	60 Hz	Conexão interna	Yg
Potência base	100 MVA	Tensão base	69 kV
Relação X/R	7		

Transformador Trifásico			
Potência Nominal	5 MVA	Frequência	60 Hz
Tensão do primário	69 kV	Tensão do secundário	13,8 kV
$R+jX$ do primário	0,002+j0,06 pu	$R+jX$ do secundário	0,002+j0,06 pu
R de magnetização	500 pu	L de magnetização	500 pu

Rede com ramais monofásicos com neutro multiterrado

Tronco trifásico			
Foram utilizadas dois blocos com 10 seções cada			
Comprimento da seção	0,5 km	Geometria	Normal – 4 fios
Número de fases	4	R_{at} entre seções	20 Ω

Ramais monofásicos			
Foram utilizadas dois blocos com 10 seções cada			
Comprimento da seção	0,5 km	Geometria	Monofásica
Número de fases	2	R_{at} entre seções	20 Ω

Transformador Monofásico			
Potência Nominal	25 kVA	Frequência	60 Hz
Tensão do primário	7,96 kV	Tensão do secundário	120 V
$R+jX$ do primário	0,002+j0,08 pu	$R+jX$ do secundário	0,002+j0,08 pu
R de magnetização	500 pu	L de magnetização	500 pu
R_{at} de aterramento	80 Ω		

Carga			
Tensão nominal	120 V	Frequência	60 Hz
Potência Ativa	10 kW		
Potência Indutiva	0 kVAr	Potência Capacitiva	0 kVAr

Rede com ramais monofásicos sem neutro multiaterrado

Tronco trifásico			
Foram utilizadas 2 seções			
Comprimento da seção	5 ou 50 km	Geometria	Normal – 4 fios
Número de fases	4		

Ramais monofásicos			
Foram utilizadas 2 seções			
Comprimento da seção	5 ou 50 km	Geometria	Monofásica
Número de fases	2		

Transformador Monofásico			
Potência Nominal	25 kVA	Frequência	60 Hz
Tensão do primário	7,96 kV	Tensão do secundário	120 V
$R+jX$ do primário	0,002+j0,08 pu	$R+jX$ do secundário	0,002+j0,08 pu
R de magnetização	500 pu	L de magnetização	500 pu

Carga			
Tensão nominal	120 V	Frequência	60 Hz
Potência Ativa	10 kW		
Potência Indutiva	0 kVAr	Potência Capacitiva	0 kVAr

Rede híbrida com ramais monofásicos

Tronco trifásico			
Foram utilizadas 2 seções			
Comprimento da seção	50 km	Geometria	Normal – 3 fios
Número de fases	3		

Ramais monofásicos			
Foram utilizadas dois blocos com 10 seções cada			
Comprimento da seção	0,5 km	Geometria	Monofásica
Número de fases	2	R_{at} entre seções	20 Ω

Transformador Monofásico			
Potência Nominal	25 kVA	Frequência	60 Hz
Tensão do primário	7,96 kV	Tensão do secundário	120 V
$R+jX$ do primário	0,002+j0,08 pu	$R+jX$ do secundário	0,002+j0,08 pu
R de magnetização	500 pu	L de magnetização	500 pu
R_{at} de aterramento	80 Ω		

Carga			
Tensão nominal	120 V	Frequência	60 Hz
Potência Ativa	10 kW		
Potência Indutiva	0 kVAr	Potência Capacitiva	0 kVAr

Rede com ramais bifásicos

Tronco trifásico			
Foi utilizada 1 seção			
Comprimento da seção	10 km	Geometria	Normal – 3 fios
Número de fases	3		

Ramais bifásicos			
Foi utilizada uma seção			
Comprimento da seção	100 km	Geometria	Bifásica
Número de fases		2	

Os parâmetros listados abaixo foram utilizados nas simulações da seção 4.2. As geometrias de postes e cruzetas, necessárias para os cálculos dos parâmetros elétricos das linhas, se encontram no Apêndice B.

Rede urbana

Tronco trifásico			
Foram utilizadas 2 seções			
Comprimento das seções	$\sum = 100$ km	Geometria	Compacta – 3 fios
Número de fases		3	

Apêndice B - Geometria da rede para cálculo de parâmetros

As geometrias de postes e cruzetas, assim como os parâmetros elétricos dos cabos utilizados no cálculo de parâmetros para as simulações do capítulo 4 são exibidos abaixo. As medidas nos desenhos são dadas em metros. Os valores entre parênteses são os da flecha a meio vão.

Cabos

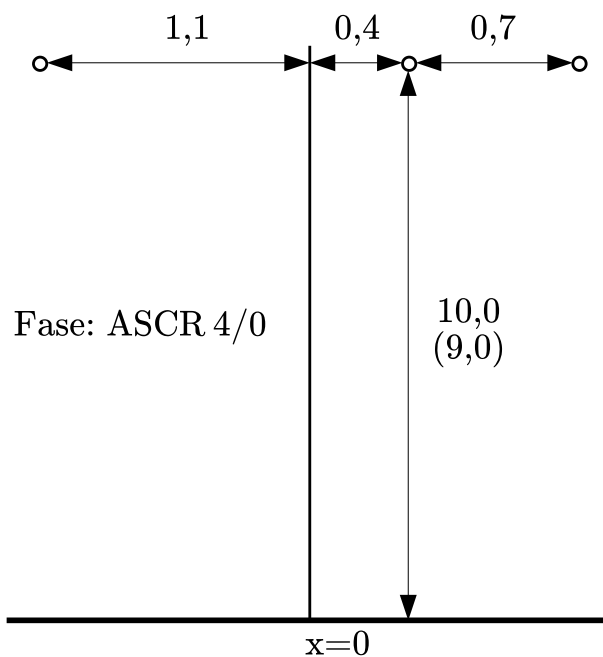
Cabo AWG ASCR 4/0 (Penguin)	
Diâmetro externo	1,43002 cm
Reatância X_a a 1 metro	0,433082 Ω /km
Razão T/D	0,3333
Resistência CC	0,260852 Ω /km

Cabo AWG ASCR 4 (Swan)	
Diâmetro externo	0,635 cm
Reatância X_a a 1 metro	0,520683 Ω /km
Razão T/D	0,3333
Resistência CC	1,32278 Ω /km

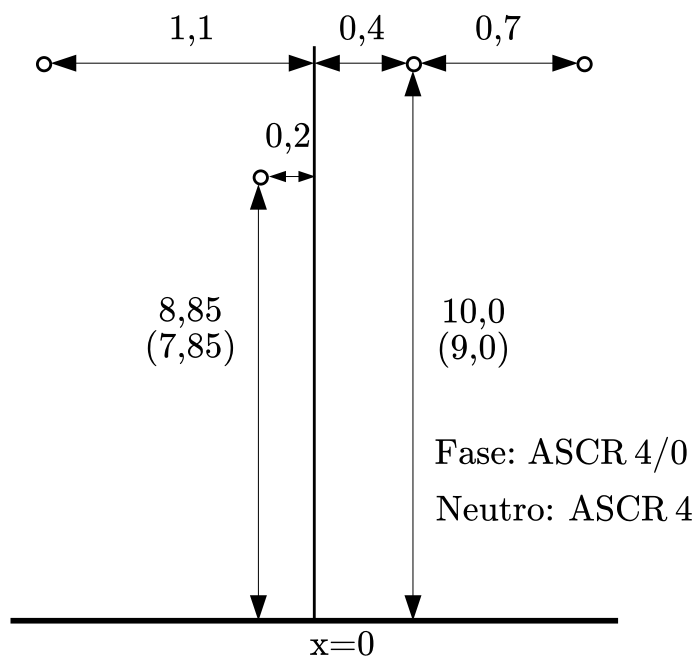
Cabo XLPE 185 mm²	
Diâmetro externo	1,615 cm
Razão T/D	0,5
Resistência CC	0,19713 Ω /km

Cabo Alumoweld	
Diâmetro externo	0,978 cm
Razão T/D	0,49
Resistência CC	1,463 Ω /km

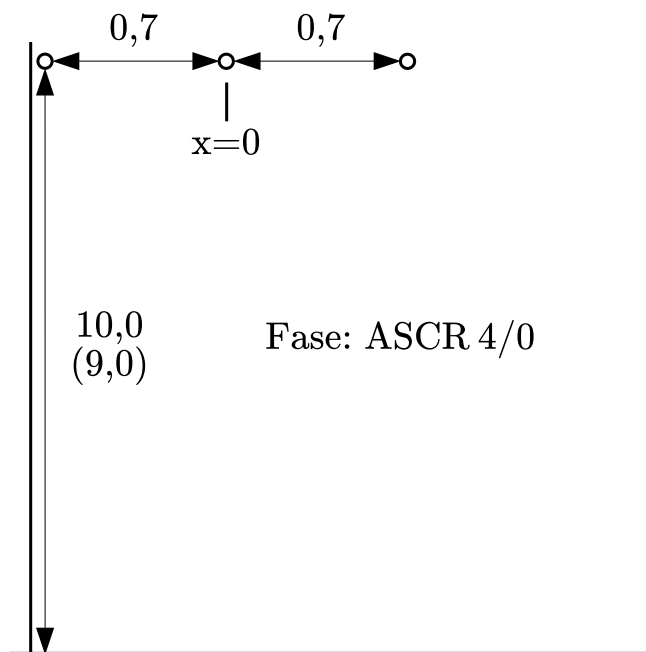
Modelo Normal – 3 fios



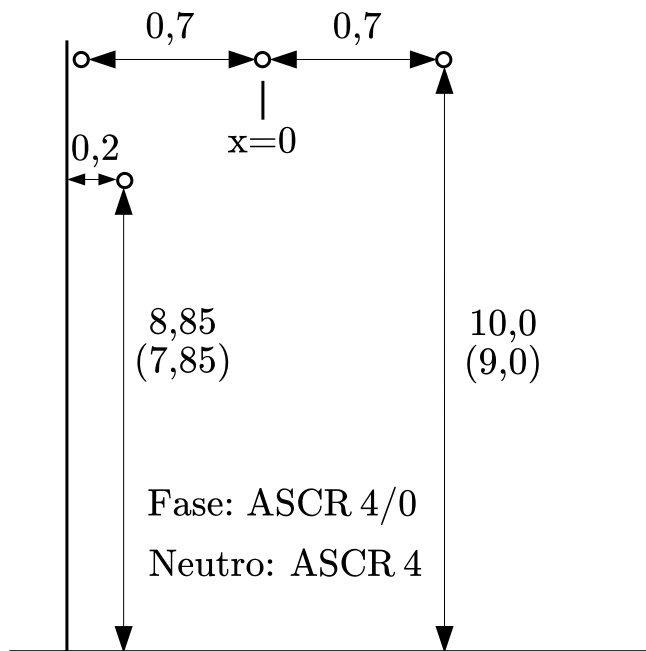
Modelo Normal – 4 fios



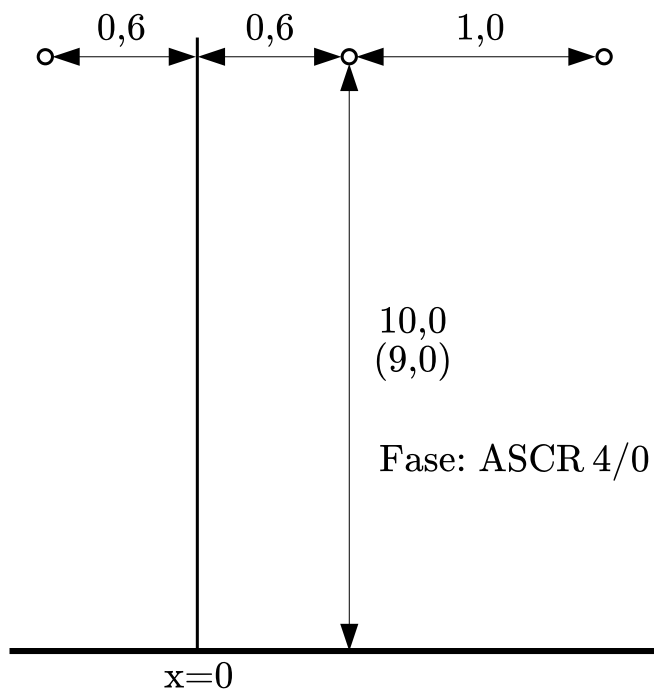
Modelo Beco – 3 fios



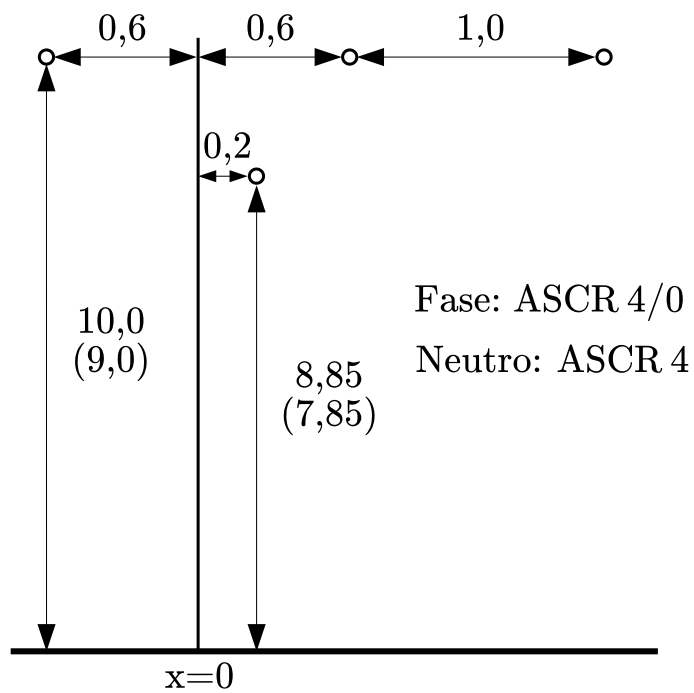
Modelo Beco – 4 fios



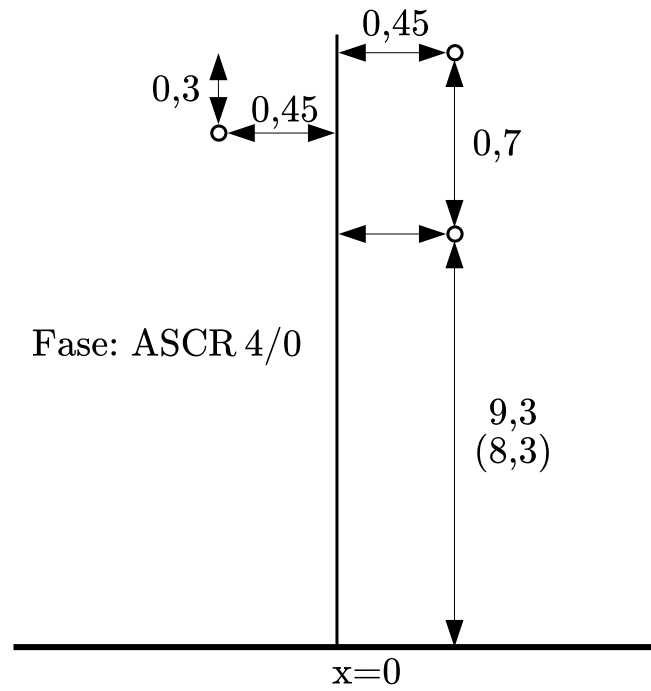
Modelo Meio Beco – 3 fios



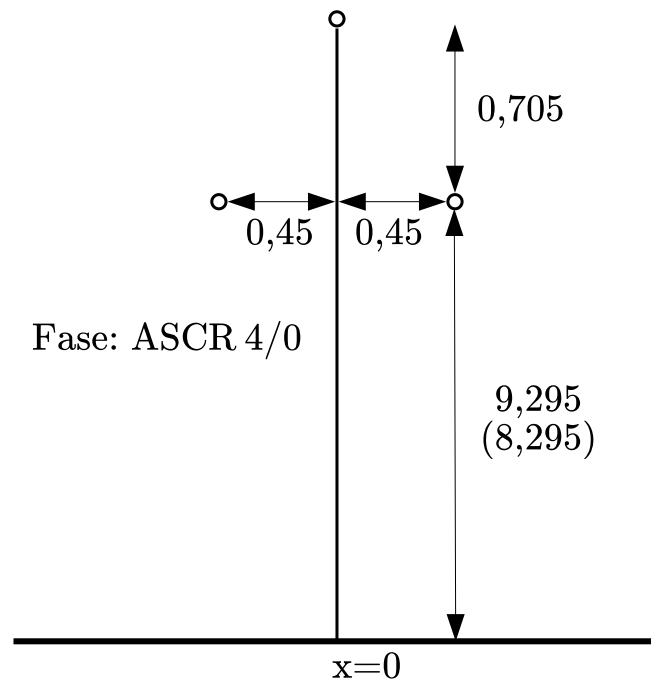
Modelo Meio Beco – 4 fios



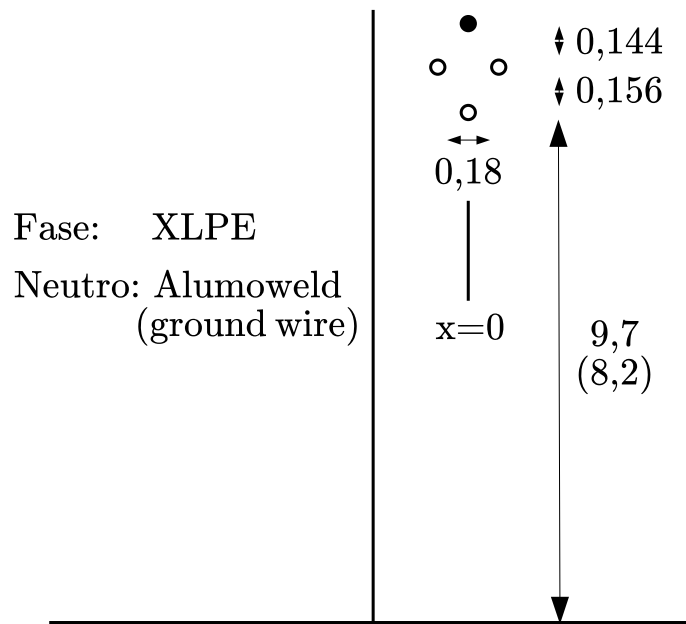
Modelo Sem Cruzeta P1 – 3 fios



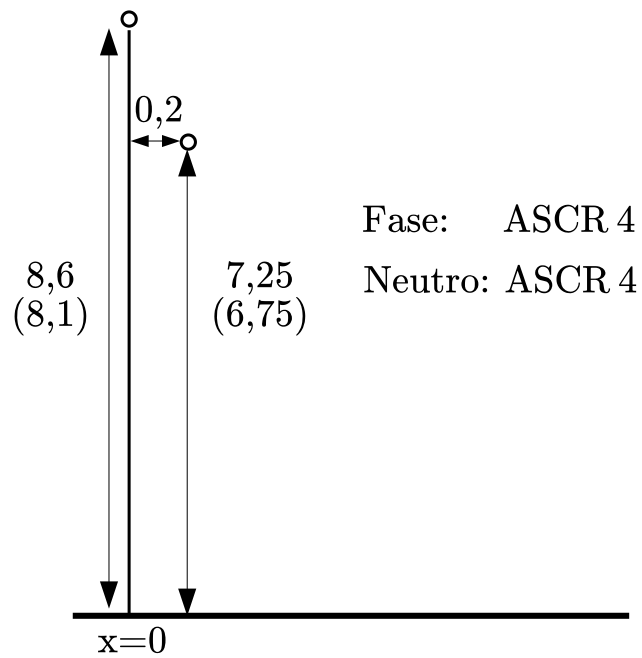
Modelo Sem Cruzeta TP – 3 fios



Rede Compacta – 3 fios



Rede Monofásica



Rede Bifásica

