

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO No.140

**ATERRAMENTO DO NEUTRO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
BRASILEIROS: UMA PROPOSTA DE MUDANÇA**

Paulo Fernandes Costa

DATA DA DEFESA: 18.12.95

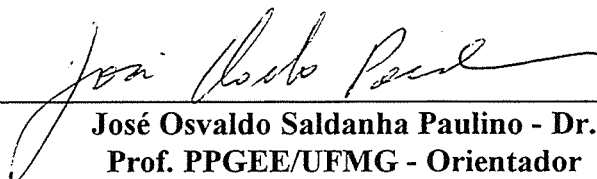
**ATERRAMENTO DO NEUTRO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
BRASILEIROS: UMA PROPOSTA DE MUDANÇA**

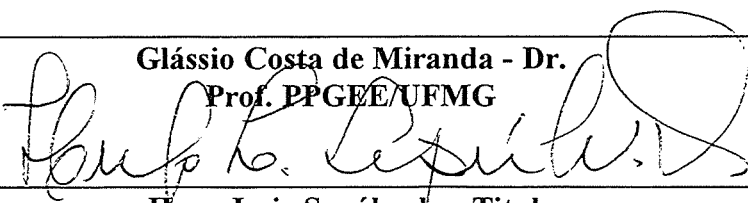
Paulo Fernandes Costa

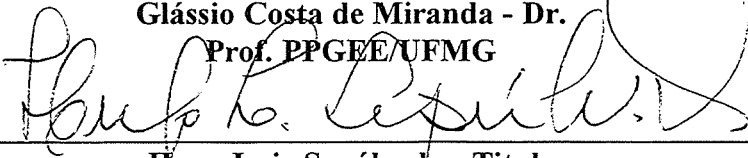
Dissertação de Mestrado submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

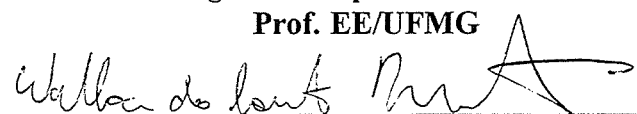
Aprovada em 18 de dezembro de 1995.

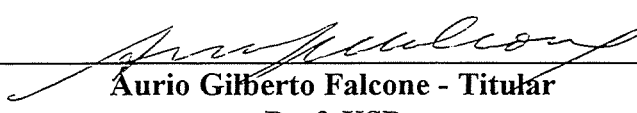
Por:


José Osvaldo Saldanha Paulino - Dr.
Prof. PPGEE/UFMG - Orientador


Glássio Costa de Miranda - Dr.
Prof. PPGEE/UFMG


Hugo Luiz Sepúlveda - Titular
Prof. EE/UFMG


Wallace do Couto Boaventura - Mestre
Prof. DEE/UFMG


Aurio Gilberto Falcone - Titular
Prof. USP

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Dissertação de Mestrado

**ATERRAMENTO DO NEUTRO DOS SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO BRASILEIROS:**

UMA PROPOSTA DE MUDANÇA

Autor: Paulo Fernandes Costa

Orientador: Prof. José Osvaldo Saldanha Paulino

Belo Horizonte - 1995

“Tende em vós o mesmo sentimento que houve também em Cristo Jesus, pois Ele subsistindo em forma de Deus não julgou por usurpação o ser igual a Deus. Antes a si mesmo se esvaziou, assumindo a forma de servo, tornando-se em semelhança de homem, e, reconhecido em figura humana. A si mesmo se humilhou, tornando-se obediente até a morte, e morte de cruz. Pelo que Deus o exaltou sobremaneira, e lhe deu um nome que está acima de todo nome, para que diante do nome de Jesus se dobre todo joelho, nos céus, na terra e debaixo da terra; e toda língua confesse que Jesus Cristo é Senhor, para a glória de Deus Pai”.

Filipenses 2:5-11

Bíblia Sagrada

Agradecimentos

Tenho profunda consciência de que esta é uma tese comunitária, pois foi graças a centenas de pessoas que ela tornou-se possível.

A meus pais (in memorian), que, embora com pequena instrução secular, possuíam uma profunda sabedoria a ponto de investir todos os seus bens na educação dos filhos.

Aos meus onze irmãos, companheiros de lutas da vida, especialmente minha irmã mais velha Branca, e o irmão mais velho José Maria, que assumiram desde jovens, com grandes sacrifícios pessoais a paternidade dos demais irmãos.

Ao meu irmão João Azevedo Costa (in memorian), grande engenheiro, exemplo de trabalho e de fé.

Ao Governo Brasileiro e a Universidade Federal de Minas Gerais que me forneceram ensino gratuito de excelente qualidade, em quase toda a minha trajetória estudantil.

Aos meus professores, desde a minha professora rural Almezinda, que me introduziu nas primeiras letras, incluindo-se sem exceções, todos os professores dos cursos de graduação e pós-graduação em engenharia Elétrica.

À minha querida esposa Lúcia Estela, e aos meus filhos amados Ana Paula, Laura, Cláudia, Adriana e Timóteo, pelo carinho e compreensão.

Ao meu professor orientador e companheiro José Osvaldo, pela competência, paciência, exemplo e orientações.

Aos meus sócios José Eustáquio Borel, João Luiz e Ildeu Marques, pelo apoio, participação e incentivo.

À Márcia e a Jacqueline pela datilografia, e ao Júlio pelo serviço de CAD e aos demais colegas da Senior.

Ao Professor Hugo Luiz Sepúlveda, amigo de longa data, que me ensinou o gosto pelos livros e pela biblioteca, e ao Professor Thomaz Taveira que me ensinou o gosto pela engenharia elétrica.

Aos demais amigos e a todos os esquecidos que têm sido humilhados pela ignorância, fome e miséria deste país, dedico esta tese.

RESUMO DA TESE

Esta dissertação foi desenvolvida com o objetivo de estudar aspectos do aterramento do neutro dos sistemas elétricos, com destaque para os sistemas de distribuição.

Procurou-se também, abordar os sistemas de distribuição brasileiros quanto ao seu desempenho e mostrar que é possível minimizar seus desligamentos, alterando-se o método de aterramento do neutro.

Dentro desta abordagem o trabalho sugere modificações na forma de aterramento do neutro dos sistemas de distribuição brasileiros, passando-o de solidamente ou diretamente aterrado, método atualmente utilizado, para aterramento por meio de Bobina Ressonante, também denominada Bobina de Petersen.

Inicialmente é feita uma revisão dos métodos de aterramento do neutro. Segue-se então uma análise de desempenho dos sistemas de distribuição brasileiros. Finalmente são destacadas as vantagens da utilização da Bobina de Petersen, sendo apresentado um caso prático de sua aplicação.

ABSTRACT

The present work was set to study neutral grounding specially in the distribution systems.

The aim was to make an assessment of the Brazilian distribution system performance and show that it is possible to minimize their outages, by introducing a new method of neutral earthing.

The paper suggests changes in the neutral grounding, from the solid or direct earthed method that has been widely adopted, to the resonant or Petersen coil earthing.

Initially a review of the neutral grounding system is made. That is followed by an analysis of the distribution line lightning performance in Brazil. Finally, it is pointed out the advantages of the Petersen coil application.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	
INTRODUÇÃO.....	7
CAPÍTULO 2	
IMPORTÂNCIA DO ATERRAMENTO DO NEUTRO NOS	
SISTEMAS ELÉTRICOS EM GERAL: MÉTODOS DE	
ATERRAMENTO - DEFINIÇÕES - CONCEITOS -	
VANTAGENS E DESVANTAGENS	11
CAPÍTULO 3	
ATERRAMENTO DO NEUTRO DOS SISTEMAS DE	
DISTRIBUIÇÃO	71
CAPÍTULO 4	
ATERRAMENTO DO NEUTRO DOS SISTEMAS	
DE DISTRIBUIÇÃO BRASILEIROS -	
CARACTERÍSTICAS BÁSICAS E INCONVENIENTES	84
CAPÍTULO 5	
POSSIBILIDADES E VANTAGENS DA UTILIZAÇÃO	
DA BOBINA DE PETERSEN	105
CAPÍTULO 6	
RESULTADOS: UM EXEMPLO DE UTILIZAÇÃO	
DA BOBINA DE PETERSEN	124
CAPÍTULO 7	
CONCLUSÃO - PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	
DO TRABALHO	131
CAPÍTULO 8	
BIBLIOGRAFIA	133

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Sabe-se que a paralisação intempestiva dos sistemas elétricos de distribuição constitui-se em evento de consequências cada vez mais graves face principalmente a fenomenal escalada da informática e a presença de equipamentos eletrônicos sensíveis em geral, alimentados através destas redes. A necessidade de alimentar adequadamente estes equipamentos gerou o conceito recente de "QUALIDADE DE ENERGIA" (POWER QUALITY) que, dentre outros aspectos contempla aquele de se obter uma redução drástica nos desligamentos da rede.

No Brasil, praticamente a totalidade dos sistemas de distribuição são aéreos e possuem o neutro diretamente aterrado (ligação à terra sem nenhuma impedância intencional).

Neste caso, observa-se que as descargas atmosféricas diretas e principalmente indiretas, são responsáveis por cerca de 30% dos desligamentos da rede. O mecanismo é bem conhecido.

Uma vez que as descargas atmosféricas provocam sobretensões impulsivas nos isoladores acima do valor suportável, ocorre em geral um arco de fase para terra. Este arco fornece uma via de escoamento para a corrente de frequência industrial do sistema, de tal forma que fica caracterizado um curto fase terra, que obriga a operação do sistema de proteção com a consequente abertura do disjuntor do circuito.

Segue-se então uma tentativa de religamento, que embora na maioria das vezes possa ser coroada de sucesso, não evita a paralisação temporária do circuito, com os seus inconvenientes.

Um outro grave inconveniente do nosso atual sistema de distribuição provem de que os postes das suas linhas aéreas são compartilhados pelo sistema de telefonia.

Nesta situação, os curtos fase-terra provocam significantes avarias na rede telefônica, obrigando a adoção de soluções muito onerosas, como, dentre outras, a isolação da rede telefônica, e o emprego de protetores de surto de alta capacidade.

Um outro aspecto relevante é que nos sistemas com neutro diretamente aterrado, pode ocorrer intensa variação no valor do curto fase-terra.

De fato este curto pode ocorrer no seu valor máximo (curto metálico de fase para neutro) ou com valores bem inferiores a corrente nominal da rede, no denominado "Curto de Alta Impedância". Devido a complexidade dos fenômenos envolvidos neste curto circuito (presença de ruídos e harmônicos) e as particularidades das redes com neutro diretamente aterrado, verifica-se que, apesar dos sistemas de distribuição com o neutro diretamente aterrado apresentarem vantagens (como eliminação de sobretensões transitórias, possibilidade de se obter sensibilidade e seletividade para curtos fase-terra dentro de certa faixa de valor de curto fase-terra) eles apresentam também desvantagens consideradas graves.

No exterior existem sistemas de distribuição, com o neutro aterrado por meio de resistor de baixo valor (França, Espanha), isolado (Japão, Finlândia, Áustria), e aterrado com bobina de Petersen (Alemanha, Suécia, Rússia). Em alguns destes países convivem mais de um sistema.

Portanto, é pertinente (e diríamos até vigente) que sejam estudadas novas formas de se aterrar o neutro dos sistemas de distribuição brasileiros, explorando as características peculiares de nosso país, e adotando-se novas soluções que permitam a melhoria considerável no seu desempenho.

Em 1981 este autor tomou conhecimento do programa de pesquisa visando a melhoria do desempenho das redes de distribuição da África do Sul, país este assolado, como o nosso, por elevado número de descargas atmosféricas.

Fornecemos então ao professor José Osvaldo, orientador desta tese, uma cópia de um dos artigos escritos pela equipe de pesquisa da África do Sul.

A partir deste artigo, surgiu na U.F.M.G. um vivo interesse na pesquisa a respeito do desempenho das linhas de transmissão (e de distribuição em especial) face as descargas atmosféricas.

Foi criado um programa de pesquisa e convênios com a CEMIG que resultaram em inúmeros trabalhos e teses.

As pesquisas apontaram para a melhoria da T.S.I. (Tensão suportável de impulso, antigo N.B.I.) das estruturas, resultando, inclusive, em modificações das normas de construção das redes de distribuição desta concessionária.

A solução de aumento da T.S.I. das estruturas provou ser uma boa solução mas apresenta ainda inconvenientes, como será demonstrado ao longo deste trabalho.

Nossa tese é a de que, com os recursos técnicos atuais, o emprego da Bobina de Petersen pode solucionar, a custos menores do que a solução anterior, muitos dos inconvenientes das redes de distribuição brasileiras, principalmente aqueles ligados ao desempenho face as descargas atmosféricas.

Nesta dissertação são enfocados aspectos gerais do aterramento do neutro dos sistemas elétricos e discutidos os inconvenientes do aterramento do neutro dos sistemas de distribuição brasileiros, sendo proposta sua modificação, utilizando-se a Bobina de Petersen.

CAPÍTULO 2

IMPORTÂNCIA DO ATERRAMENTO DO NEUTRO NOS SISTEMAS ELÉTRICOS EM GERAL: MÉTODOS DE ATERRAMENTO - DEFINIÇÕES - CONCEITOS- VANTAGENS E DESVANTAGENS

2.1 Importância do aterramento do neutro - Métodos

É importante perceber que, de uma forma geral, o método ou filosofia de aterramento do neutro não possui nenhuma influência durante a operação normal do sistema elétrico, mas é de importância fundamental quando ocorre uma falha na qual a terra é inserida no circuito.

Do ponto de vista estatístico de 70% a 90% dos curtos circuitos são de fase para a terra, e os curtos entre duas ou três fases, em geral, são iniciados por um curto fase-terra, o qual provoca ionizações ou sobretensões que propiciam a evolução do defeito [1].

Portanto, o estudo da forma de aterrar o neutro requer considerações cuidadosas, pois o sistema elétrico deve ser projetado de forma a suportar as sobretensões normais e transitórias e as correntes resultantes do defeito fase-terra, e, na maioria das vezes, o sistema de proteção deve ser capaz de detectar e isolar a falta em tempo hábil.

Os níveis de sobretensões normais e transitórias e o valor das correntes que surgem durante uma falta à terra são profundamente influenciados pelo método de aterramento do

neutro. Em termos gerais, se o sistema é diretamente aterrado ou aterrado através de baixa impedância, a corrente de falta à terra é alta. Consequentemente a destruição e os inconvenientes causados no local da falta são consideráveis. Por outro lado as tensões desenvolvidas das fases sãs (fases sem defeito) para a terra, são reduzidas e completamente suportáveis.

Se o sistema possui o neutro isolado ou aterrado através de impedância de alto valor, a corrente de falta à terra é reduzida, mas as tensões das fases sãs para terra podem atingir valores perigosos ou mesmo insuportáveis. Isto pode resultar em evolução do curto para as outras fases se não forem adotadas precauções especiais.

Os métodos de aterramento do neutro mais usuais são os seguintes [2][3]:

- Neutro isolado
- Neutro solidamente aterrado
- Neutro aterrado por meio de resistência de baixo valor
- Neutro aterrado com resistência de alto valor
- Neutro aterrado por meio de reatância (não sintonizada)
- Neutro aterrado por meio de reatância sintonizada (Bobina de Petersen)

Os sistemas com neutro isolado ou com neutro aterrado por meio de impedância de alto valor (resistência ou reatância não sintonizada) são utilizados geralmente nas classes de baixa tensão (até 1000 V) e média tensão (tensões até 34,5 kV).

Nestas tensões, o custo na isolação dos componentes do sistema não é tão crítico, de forma que o mesmo pode ser isolado de forma a suportar razoavelmente as sobretensões originadas durante curtos de fase para terra. Esta é a filosofia da maioria dos países do norte da Europa e de alguns outros fora da Europa, como o Japão [4].

Por outro lado, para sistemas de alta e extra alta tensão, o custo para fornecer a isolação necessária torna-se proibitivo e estes sistemas são normalmente do tipo solidamente aterrado ou aterrado através de baixa impedância.

O aterramento com Bobina de Petersen pode ser usado até 138kV, desde que sejam feitas as considerações de isolamento necessárias, como indicado em [2].

Pelo exposto até o momento, verifica-se que é possível utilizar uma variedade de métodos de aterramento, desde que sejam considerados os aspectos do valor da corrente do curto fase-terra, as tensões normais e transitórias que surgem durante este defeito, as facilidades de detecção do defeito e de seu local de ocorrência, a possibilidade de obtenção de seletividade, e outros aspectos inerentes a cada classe de tensão e da natureza do sistema elétrico em questão. Desta forma os sistemas de geração, transmissão e distribuição de concessionárias podem requerer e, em geral requerem, métodos diferentes de aterramento. Quando se examina os sistemas elétricos industriais os critérios podem modificar-se completamente. Também para uma mesma classe de sistema (distribuição por exemplo) a natureza dos aspectos envolvidos altera-se de país para país.

Estas considerações auxiliam na compreensão do fato de que dois sistemas de mesma classe podem, dentro ou fora de um mesmo país, serem aterrados de formas diferentes com desempenho aceitável. Não existe portanto, um método ideal de aterramento, sendo de responsabilidade do engenheiro projetista decidir a respeito do método mais conveniente. Para tanto é necessário conhecer de forma adequada as características do sistema elétrico em estudo, bem como as vantagens e desvantagens que cada um dos métodos propiciam. Algumas considerações dos itens seguintes certamente serão úteis no auxílio a tomadas de decisões quanto ao aterramento do neutro.

2.2 Correntes e tensões durante uma falta de fase para terra

Como já explicitado, os valores das correntes e das tensões que surgem durante uma falta à terra são fundamentais na escolha do aterramento do neutro. É necessário portanto descrever os parâmetros do sistema elétrico que influenciam nos mesmos, a fim de se obter uma melhor visão física dos fenômenos que ocorrem.

Na figura 2.1 podem ser vistos o diagrama unifilar simplificado e os diagramas de sequência positiva, negativa e zero de um sistema elétrico composto de um gerador associado ao seu transformador elevador e a linha de transmissão correspondente, sendo esta submetida a um curto fase-terra. Os parâmetros do sistema são identificados da seguinte forma:

$Z_E \rightarrow$ Impedância de aterramento do gerador

$Z_E' \rightarrow$ Impedância de aterramento do secundário do transformador elevador

$C \rightarrow$ Capacitância equivalente fase-terra de uma fase do gerador

$C' \rightarrow$ Capacitância equivalente fase-terra de uma fase da L.T.

As capacitâncias C e C' são uniformemente distribuídas nos seus respectivos sistemas, mas para efeito de análise elas podem ser consideradas como parâmetros concentrados. Consideraremos ainda que Z_1 , Z_2 e Z_0 são as impedâncias sequenciais equivalentes de Thévenin vistas do ponto de defeito [5].

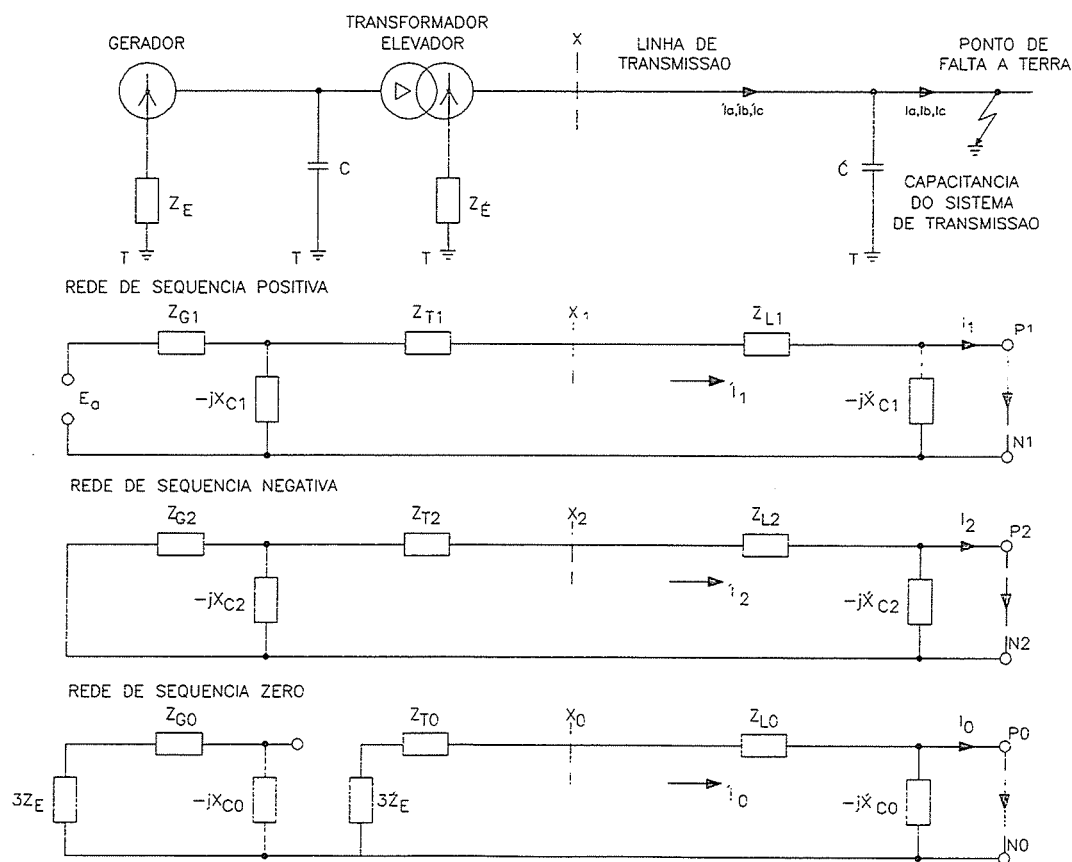


FIG. 2.1 — DIAGRAMA UNIFILAR E REDES SEQUENCIAIS CORRESPONDENTES.

Nas figuras 2.2 e 2.3 são vistos os diagramas de conexões sequenciais, obtidos a partir das condições de contorno dos defeitos fase terra e fase-fase-terra.

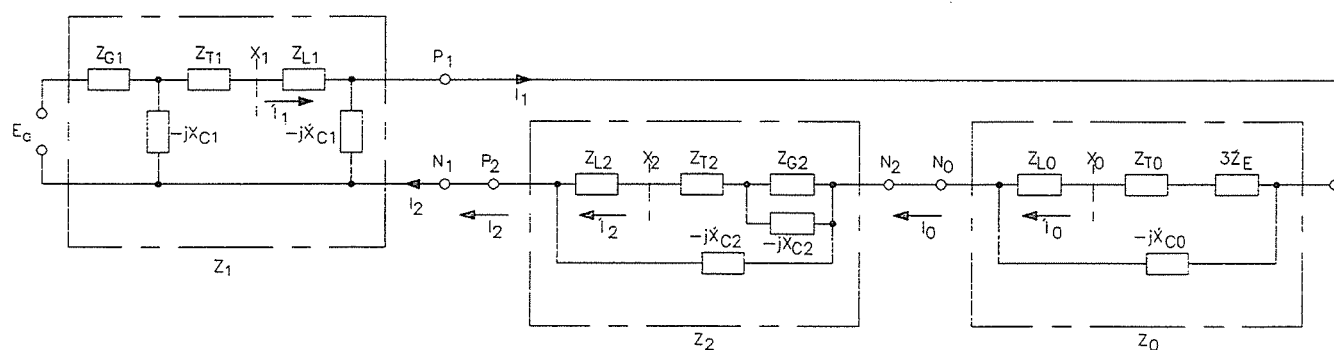


FIG. 2.2 - CONEXAO DOS DIAGRAMAS SEQUENCIAIS PARA CURTO DE UMA FASE PARA TERRA.

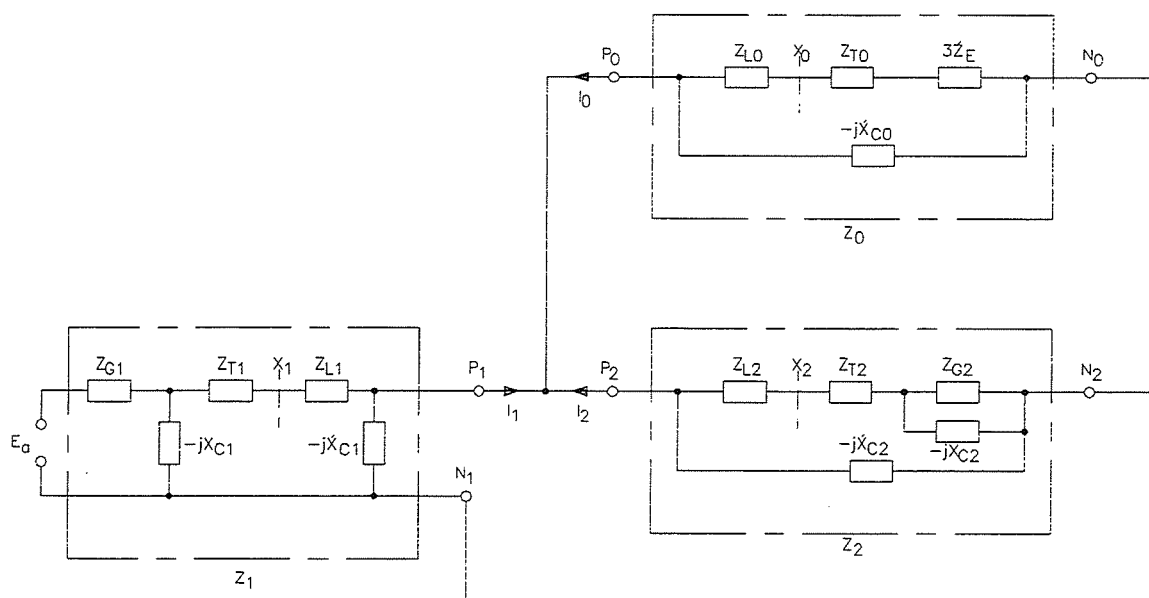


FIG. 2.3 - CONEXAO DOS DIAGRAMAS SEQUENCIAIS PARA UM CURTO FASE-FASE-TERRA.

Podemos definir dois coeficientes, K_0 e K_2 , em função de Z_0 , Z_2 , e Z_1 , da seguinte forma:

$$\frac{Z_0}{Z_1} = K_0 \quad e \quad \frac{Z_2}{Z_1} = K_2 \quad (2.1)$$

Designando por:

I_a, I_b, I_c = Correntes nas fases, no momento do defeito

V_a, V_b, V_c = Tensões das fases para terra, no ponto de defeito

V_{ab}, V_{bc}, V_{ca} = Tensões entre as fases no ponto de defeito

E_{ab}, E_{bc}, E_{ca} = Tensões entre fases no ponto de geração.

$E_a, E_b = \alpha^2 E_a, E_c = \alpha E_a$ = Tensões fase neutro, de geração, sendo α o operador, tal que:

$$\alpha = 1 \angle 120^\circ = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (2.2)$$

A partir destas relações todos os valores das correntes e das tensões que surgem durante a ocorrência do defeito fase-terra e fase-fase-terra podem ser determinados. A tabela 2.1 seguinte, mostra os resultados obtidos. Nota-se claramente que todos os valores de corrente e tensão podem ser postos em função de $k_0, k_2, I_{3\phi}$, do operador α , e das tensões de fase para neutro, ou entre fases, de geração

PARÂ- METROS	TIPO DE CIRCUITO	
	FASE PARA TERRA (a-T)	DUPLO CURTO À TERRA (b-c-T)
I_a	$\frac{3}{1+K_2+K_0}.I_{3\phi}$	0
I_b	0	$\frac{K_2(\alpha^2-1)+K_0(\alpha^2-\alpha)}{K_2+K_0+K_2K_0}.I_{3\phi}$
I_c	0	$\frac{K_2(\alpha-1)+K_0(\alpha-\alpha^2)}{K_2+K_0+K_2K_0}.I_{3\phi}$
I_{RES}	<i>Igual a I_a</i>	$\frac{-3K_2}{K_2+K_0+K_2K_0}.I_{3\phi}$
V_a	0	$\frac{3K_2K_0}{K_2+K_0+K_2K_0}.E_a$
V_b	$E_b - \frac{\alpha^2 + \alpha K_2 + K_0}{1+K_2+K_0}.E_a$	0
V_c	$E_c - \frac{\alpha + \alpha^2 K_2 + K_0}{1+K_2+K_0}.E_a$	0
V_{ab}	<i>Igual a $-V_b$</i>	<i>Igual a V_a</i>
V_{bc}	$E_{bc} + \frac{K_2-1}{1+K_2+K_0}.E_{bc}$	0
V_{ca}	<i>Igual a V_c</i>	<i>Igual a V_a</i>
V_{RES}	$\frac{-3k_0}{1+k_2+k_0}.E_a$	<i>Igual a V_a</i>

TABELA 2.1

Tensões e correntes de regime normal (60Hz) durante curto circuito de uma fase ou duas fases para terra.

2.3 Considerações sobre as impedâncias sequenciais dos sistemas elétricos de potência

As seguintes considerações são importantes para entendimento e avaliação dos fenômenos que ocorrem durante curtos fase-terra [3]:

- As impedâncias de sequência positiva e sequência negativa de linhas de transmissão e transformadores são iguais entre si.
- A reatância de sequência positiva de geradores modifica-se durante o período de curto-circuito, somente se o regulador automático de tensão (A.V.R) não estiver em operação. Nestas circunstâncias (Regulador Automático de Tensão inoperante) as reatâncias dos geradores modificam-se de subtransitória para transitória, alcançando o valor síncrono poucos ciclos após o início do defeito.
- Normalmente considera-se que nas máquinas síncronas a reatância de sequência negativa possui o mesmo valor que a reatância subtransitória de sequência positiva. A afirmação é verdadeira para máquinas de pólos cilíndricos, mas para máquinas de pólos salientes, elas podem diferir (X_2/X''_1 varia de 1 a 1,4 aproximadamente). Entretanto, é usual considerar que $X_2=X''_1$ para qualquer um dos tipos de geradores síncronos.
- A reatância de sequência zero de geradores síncronos é

muito menor que a reatância subtransitória de sequência positiva.

$$(X_0 \approx X''_1/3)$$

- A impedância de sequência zero de um transformador depende do tipo de conexão primária, secundária ou terciária (se existente) do mesmo. Se a conexão é realizada de tal forma a permitir a circulação de correntes de sequência zero, então o valor desta impedância é igual à de sequência positiva.
- A impedância de sequência zero das linhas de transmissão é dependente de vários fatores, principalmente do circuito de retorno, que ocorre geralmente via terra. Assim, parâmetros como resistividade do solo e espaçamento dos condutores entre si e para o solo são significativos. Também a presença do condutor neutro e/ou cabo pára-raios multi-aterrados, modificam de forma significativa o valor da impedância de sequência zero das linhas de transmissão.

2.4 Variação dos fatores K_2 e K_0

Como as tensões e correntes durante faltas a terra são dependentes dos fatores $K_2=Z_2/Z_1$ e $K_0=Z_0/Z_1$, é importante analisar de que forma eles variam no sistema elétrico.

Pelo exposto no item anterior, verificamos que o fator K_2

é independente da forma de aterramento, sendo geralmente tomado igual a $K_2 = 1,0$ no instante do defeito. Para faltas próximas a geradores ele pode assumir o valor $K_2 = 1,4$ em alguns casos.

Já o fator K_0 depende basicamente:

- Do método de aterramento
- Dos valores relativos das reatâncias do transformador e do gerador
- Do comprimento da linha de transmissão desde o transformador até o ponto de defeito.

K_0 varia do valor infinito, em sistemas com neutro isolado, a valores próximos de 0,2 quando a falta ocorre próximo a fonte de geração, com o neutro solidamente aterrado.

Deve ser observado que se a falta ocorre próximo da fonte de geração, e os reguladores automáticos de tensão se encontrarem bloqueados, os valores de K_2 e K_0 são reduzidos após poucos instantes da ocorrência da falta, devido ao aumento do valor da reatância de sequência positiva.

Outro aspecto interessante a respeito dos fatores K_2 e K_0 é que eles não são fatores reais, mas sim complexos. Em geral a parte imaginária de K_2 é muito pequena, podendo ser desprezada [3]. Entretanto, o ângulo de K_0 pode assumir praticamente qualquer valor, e este fato deve ser levado em conta na avaliação dos valores de correntes e tensões resultantes de faltas de fase a terra.

2.5 Defeito de uma fase para terra - Comportamento das tensões das outras duas para terra (fases sãs) em função dos fatores K_0 e K_2

Uma forma que fornece uma interessante visão do comportamento das tensões das duas fases sãs para a terra na ocorrência de um defeito para terra na outra fase pode ser visto na figura 2.4. Nessa figura, são consideradas variações de $K_0=0$ até $K_0 = \infty$ (infinito), supondo K_2 constante e igual a

$$K_2 = 1,0 \quad \angle 0^\circ$$

São assumidos os valores discretos intermediários de

$$K_0 = 0,5 \quad \angle 0^\circ, \quad K_0 = 1,0 \quad \angle 0^\circ \quad \text{e} \quad K_0 = 4,0 \quad \angle 0^\circ$$

Supondo um curto da fase a para terra as tensões das fases b e c para terra (V_b e V_c respectivamente) podem ser calculadas através das seguintes expressões constantes na tabela 2.1:

$$V_b = E_b - \frac{\alpha^2 + \alpha K_2 + K_0}{1 + K_2 + K_0} \cdot E_a \quad (2.3)$$

$$V_c = E_c - \frac{\alpha + \alpha^2 K_2 + K_0}{1 + K_2 + K_0} \cdot E_a \quad (2.4)$$

Os cálculos de V_b e V_c , em função dos valores de K_0 e K_2 anteriormente estipulados são mostrados simplificadaamente na figura 2.4.

K_0	V_b CALCULADA DA FORMULA DA TABELA 1.1 COM $K_2=1$
0	$E_b - \left\{ \frac{\alpha^2 + \alpha}{1+1+0.5} \right\} E_a = E_b + \frac{E_a}{2}$
0.5	$E_b - \left\{ \frac{\alpha^2 + 0 + 0.5}{1+1+0.5} \right\} E_a = E_b + \frac{E_a}{5}$
1	$E_b - \left\{ \frac{\alpha^2 + \alpha + 1}{1+1+1} \right\} E_a = E_b$
4	$E_b - \left\{ \frac{\alpha^2 + \alpha + 4}{1+1+4} \right\} E_a = E_b - \frac{E_a}{2}$
∞	$E_b - \left\{ \frac{\infty}{\infty} \right\} E_a = E_b - E_a = E_{ba}$

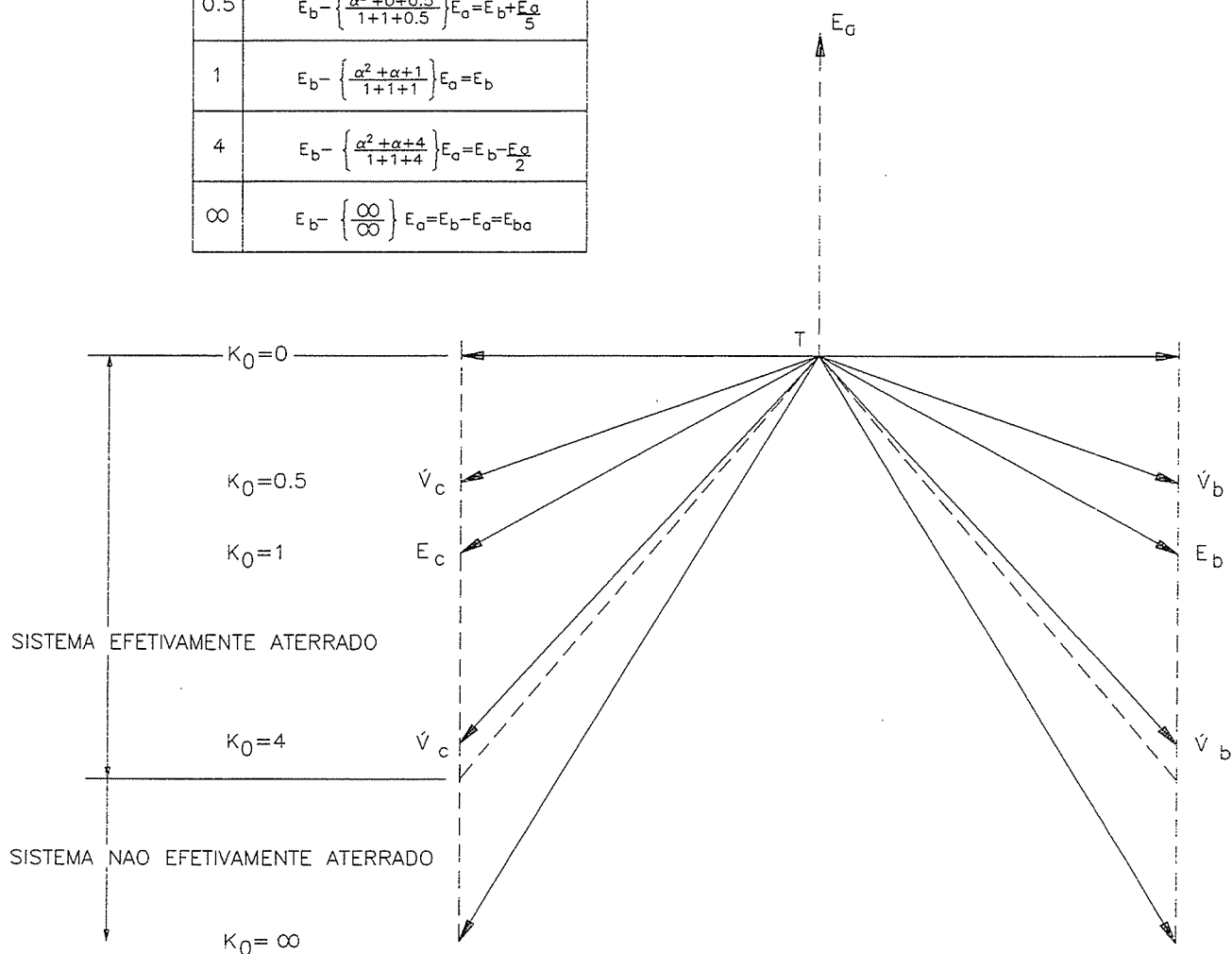


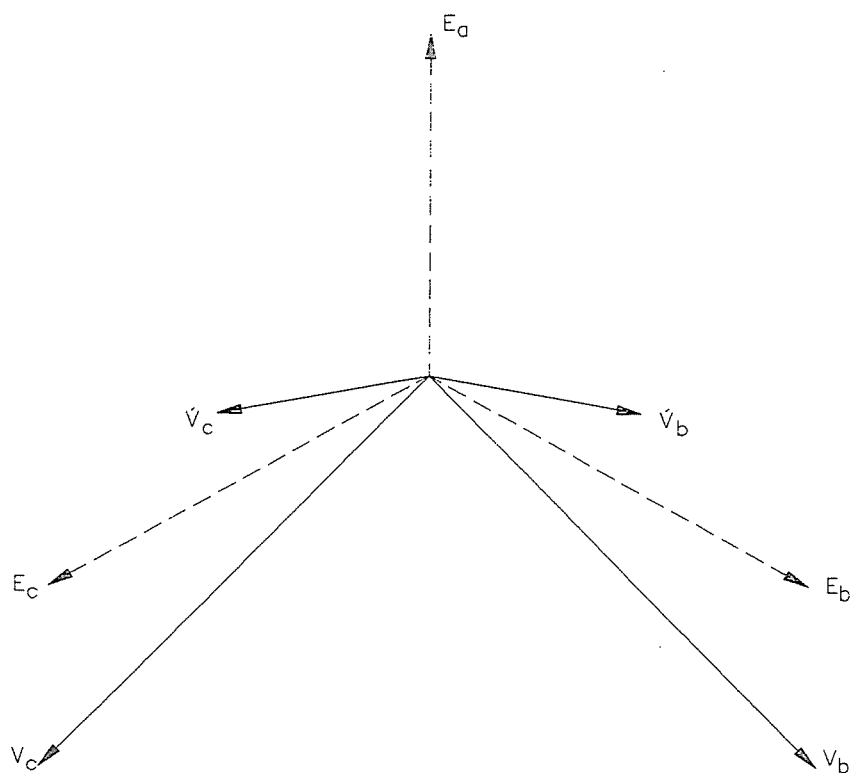
FIG. 2.4 - VARIACAO DA TENSÃO DA FASE b PARA TERRA (TENSÃO V_b)
NA OCORRENCIA DE UM CURTO PARA TERRA NA FASE a EM
FUNCAO DE K_0 , COM $K_1=1$

Interessantes observações podem ser extraídas da Figura 2.4. Essas observações podem ser agrupadas da seguinte forma:

- Com $K_0=0,5$ (Sistema solidamente aterrado) e com a falta em exame situada próximo da geração, as tensões das fases sãs para terra são menores que as tensões fase neutro nominais.
- Com $K_0=1,0$ (Sistema Solidamente Aterrado) e a falta ocorrendo mais distante da fonte de geração, as tensões das fases sãs para terra igualam as tensões fase neutro nominais.
- Com o sistema solidamente aterrado, e o curto ocorrendo em local distante da fonte de geração (final da linha de transmissão por exemplo), o valor de K_0 aproxima-se da relação Z_{L0}/Z_{L1} da linha de transmissão. K_0 variará aproximadamente entre 2,5 e 4,5. Estes valores de K_0 podem ocorrer também para faltas na linha de transmissão próximas ao transformador, mas desde que o neutro seja aterrado com reatância de baixo valor, considerando ainda que a impedância da linha de transmissão seja predominantemente reativa. Nestas condições examinadas para o fator K_0 , as tensões das fases sãs para terra ultrapassam ligeiramente os valores das tensões fases-neutro nominais, sem atingir entretanto, os valores das tensões nominais entre fases.
- A obtenção dos valores de K_0 inferiores a $K_0=5,0$ só é possível em sistemas com neutro solidamente aterrado ou aterrado por meio de reatância de baixo valor.

- Valores elevados de $K_0 = Z_0/Z_1$ ocorrem quando o neutro do sistema não está solidamente aterrado, mas sim aterrado através de impedância considerável (resistência ou reatância). Os sistemas isolados também se enquadram nesta categoria, já que eles podem ser interpretados como sistemas cujo neutro se encontra aterrado com impedância de valor infinito ($Z_0 \cong \infty$ e portanto $K_0 \cong \infty$). Nesta última condição de K_0 , a figura 2.4 mostra que, na ocorrência de uma falta a terra, as tensões das outras duas fases sãs para terra igualam-se as tensões entre fases no local do defeito, sendo portanto, $\sqrt{3}$ vezes maiores que a tensão nominal fase-terra que ocorre no funcionamento normal.
- Entretanto, a pior condição de sobretensão para as fases sãs pode ocorrer no aterramento do neutro através de reatância de alto valor, (não sintonizada). A figura 2.2 mostra que neste caso Z_0 será capacitivo, e, portanto, negativo (paralelismo de uma reatância com uma capacitância, sendo a reatância de módulo maior que a capacitância). O resultado é que, durante o curto fase-terra os valores das tensões das fases sãs para terra ultrapassam ligeiramente os valores das tensões fase-fase.
- O mesmo fenômeno pode ocorrer em certos sistemas isolados, onde as reatâncias capacitivas não são desprezíveis. De fato, nestes sistemas, Z_0 será igual à reatância capacitiva de fase para terra do sistema, sendo portanto, negativa.

- Como conclusão geral, a figura 2.4 mostra que durante um curto a terra, dependendo do método de se aterrar o neutro, as tensões das fases sãs para a terra podem aumentar até atingir o valor da tensão nominal fase-fase. Mesmo em sistemas solidamente aterrados estas tensões podem se aproximar das tensões fase-fase. Estas conclusões são fundamentais na escolha dos pára-raios, nos ajustes do reles de tensão e na escolha da isolação do sistema, entre outros fatores. Considerando um curto da fase a para terra próximo ao gerador, a figura 2.5 mostra o efeito nas tensões de fase para terra nas fases sãs. Neste caso os fatores K_2 e K_0 diminuem no tempo, a partir do momento de ocorrência da falta, devido ao aumento da reatância de sequência positiva do gerador. Foi suposto que o fator K_2 variou de 1,0 para 0,2 e o fator K_1 variou de 3,0 para 0,6. V_b e V_c são as tensões de fase para terra no instante em que a falta ocorre, enquanto V_b' e V_c' são as mesmas tensões poucos segundos após. Os cálculos mostram que a tensão V_{bc} é igual a E_{bc} , enquanto que $V_{b'c'}$ é igual a 55,6% de E_{bc} .



V_c E V_b SAO AS TENSOES DAS FASES SÁS PARA TERRA COM $K_2=1.0$ E $K_0=3.0$

$\hat{V}_c$ E $\hat{V}_b$ SAO AS TENSOES DAS FASES SÁS PARA TERRA ALGUNS INSTANTES APOS A FALTA COM $K_2=0.2$ E $K_0=0.6$

FIG. 2.5 - VARIACAO DAS TENSOES DAS FASES SÁS PARA TERRA (V_b E V_c) DURANTE UM CURTO PARA TERRA NA FASE a, SUPONDO VARIACAO DE K_2 E K_0 DURANTE A FALTA

2.6 Significado de "Tensão de Deslocamento do Neutro" e "Tensão Residual"

Por definição "Tensão de deslocamento do Neutro" é a tensão que surge entre o ponto neutro do sistema e a terra durante a ocorrência de faltas à terra.

Na figura 2.6 é visto um caso geral no qual o neutro do sistema elétrico está aterrado através de uma impedância genérica Z_E que pode assumir valores de $Z_E=0$ até $Z_E \cong \infty$.

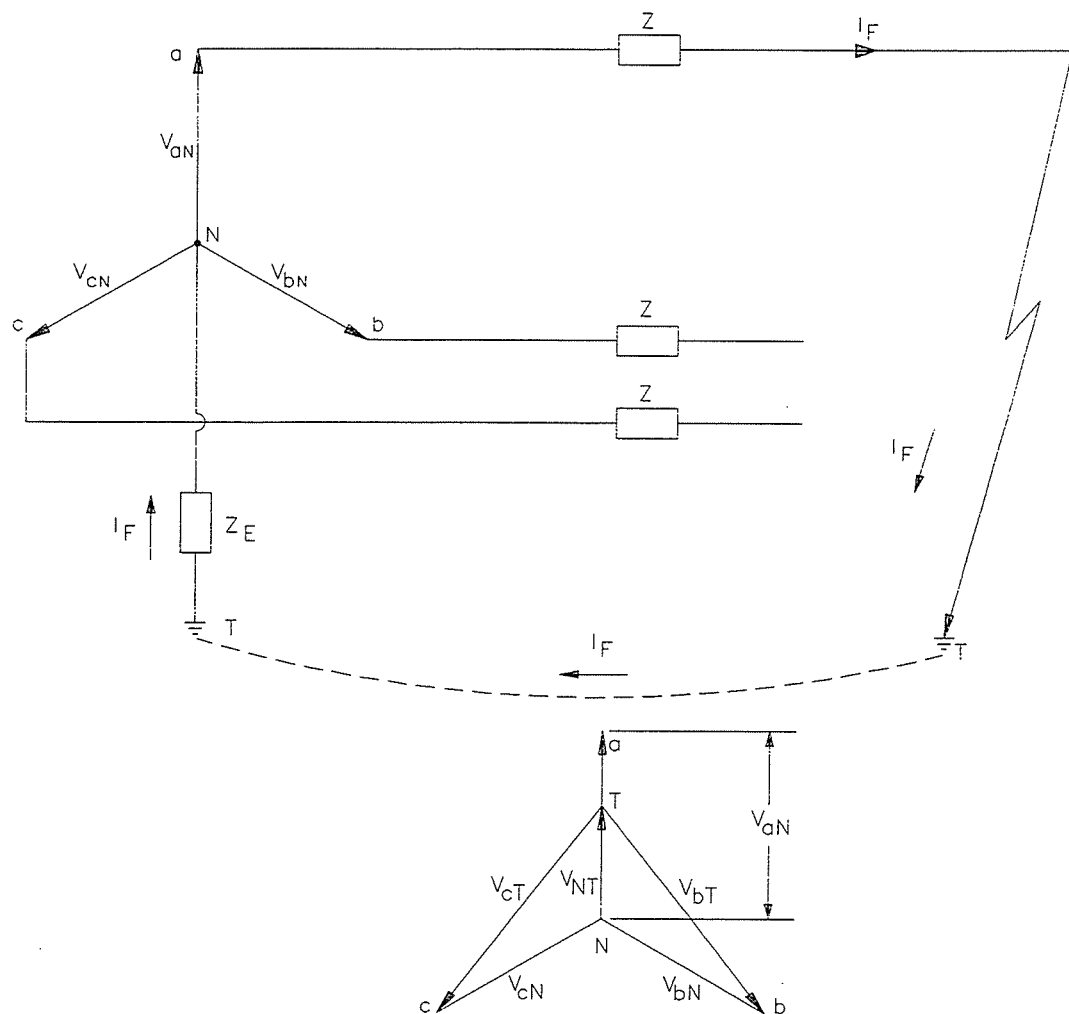


FIG. 2.6 – DESLOCAMENTO DA TENSÃO DO NEUTRO EM RELAÇÃO A TERRA (DURANTE UMA FALTA A TERRA).

Admitindo-se que todas as impedâncias possuem o mesmo ângulo, o ponto de potencial terra (T) estará sobre o vetor V_{aN} em algum ponto determinado pelos valores relativos de Z_E e Z (a mesma posição de T vista na figura 2.4 para K_0 possuindo ângulo 0)

Então

$$V_{NT} = -I_F \cdot Z_E = -V_{an} \cdot \frac{Z_E}{Z_E + Z} \quad (2.5)$$

Da figura 2.6, obtemos:

$$V_{aT} = V_{aN} + V_{NT}$$

$$V_{bT} = V_{bN} + V_{NT}$$

$$V_{cT} = V_{cN} + V_{NT}$$

$$\therefore V_{aT} + V_{bT} + V_{cT} = V_{aN} + V_{bN} + V_{cN} + 3V_{NT} = 0 + 3V_{NT} \quad (2.6)$$

$$V_{NT} = \frac{V_{aT} + V_{bT} + V_{cT}}{3} = \frac{3V_0}{3} = V_0 \quad (2.7)$$

Esta conclusão importantíssima mostra que a tensão de sequência zero (das tensões fase-terra do sistema no momento do defeito) é igual à tensão de deslocamento do neutro podendo ser obtida pela média das tensões fase-terra, ou medindo-se a tensão nos terminais N,T da impedância de aterramento.

A "Tensão Residual" por definição é a soma das três tensões de fase para terra ou seja:

$$V_{RES} = V_{aT} + V_{bT} + V_{cT} \quad (2.8)$$

Portanto:

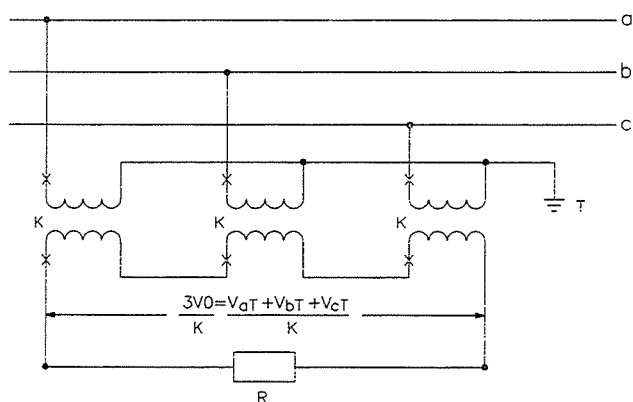
$$V_{RES} = 3V_0 = 3V_{NT} = 3 \times (\text{Tensão de Deslocamento do Neutro})$$

A equação de definição da tensão residual fornece os meios para que a mesma possa ser mensurada. Isto pode ser feito através de um transformador trifásico com cinco colunas ou com três transformadores monofásicos conectados na ligação estrela aterrada do lado primário e delta aberto no lado secundário [6]. Na conexão delta aberto, os três enrolamentos secundários são ligados em série, porém deixando a conexão aberta, a fim de que seja permitido obter a soma das tensões.

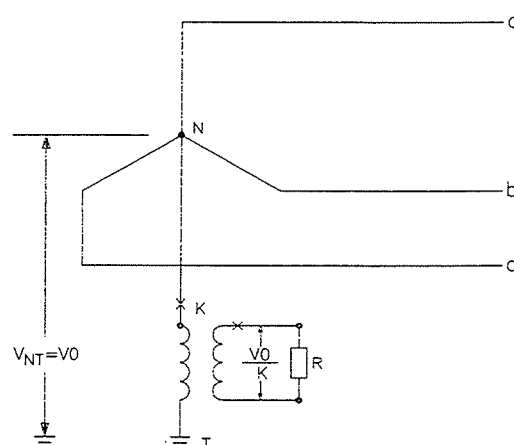
É importante observar que quando o transformador é trifásico torna-se obrigatória a utilização de cinco colunas, pois de outra forma não existiria circuito magnético de percurso para o fluxo de sequência zero [7].

Quando são utilizados três transformadores monofásicos individuais, cada fase possui seu próprio núcleo magnético fechado, possibilitando a circulação do fluxo de sequência zero de cada fase, individualmente.

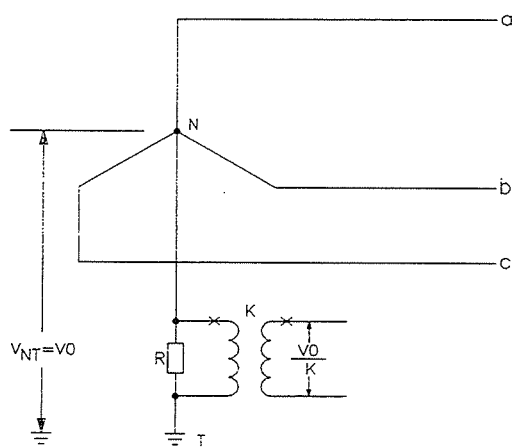
Na figura 2.7 são vistos os métodos de aterramento e de medição da tensão residual ou de sequência zero mais comuns.



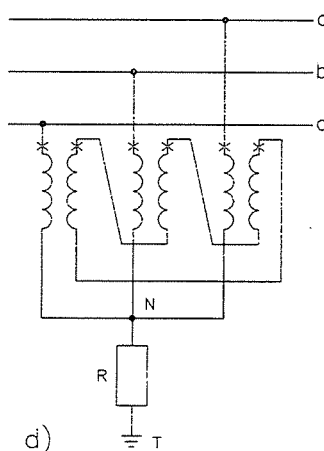
a) UTILIZACAO DE TRES TRANSFORMADORES MONOFASICOS NA CONEXAO DELTA ABERTO.



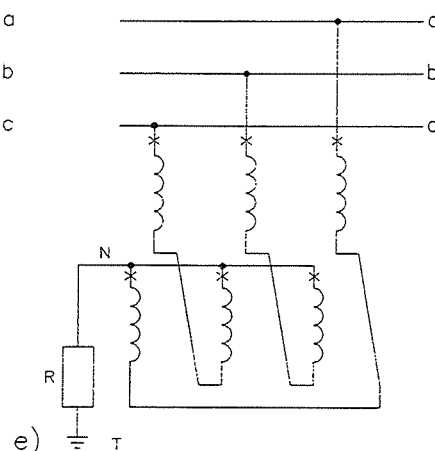
b) UTILIZACAO DE TRANSFORMADOR MONOFASICO NO PONTO NEUTRO.



c) UTILIZACAO DE TRANSFORMADOR MONOFASICO NO PONTO NEUTRO.



d) ATERRAMENTO POR MEIO DE TRANSFORMADOR



e) ATERRAMENTO POR MEIO DE TRANSFORMADOR ZIG-ZAG.

FIG. 2.7 – METODOS DE ATERRAMENTO E DE MEDICAO DA TENSÃO RESIDUAL ($V_{RES}=3V_0$) OU DA TENSÃO DE SEQUENCIA ZERO (V_0).

A medição da tensão residual encontra aplicação importantíssima na detecção de faltas à terra e na polarização de relés direcionais de terra, principalmente em sistemas onde K_0 é elevado (sistemas aterrados por impedâncias de valores significativos).

De fato, da tabela 2.1 pode ser visto que V_{RES} depende essencialmente de K_0 . Quando K_0 é elevado, $V_{RES} = 3E_a$ (Três vezes a tensão fase neutro nominal do sistema).

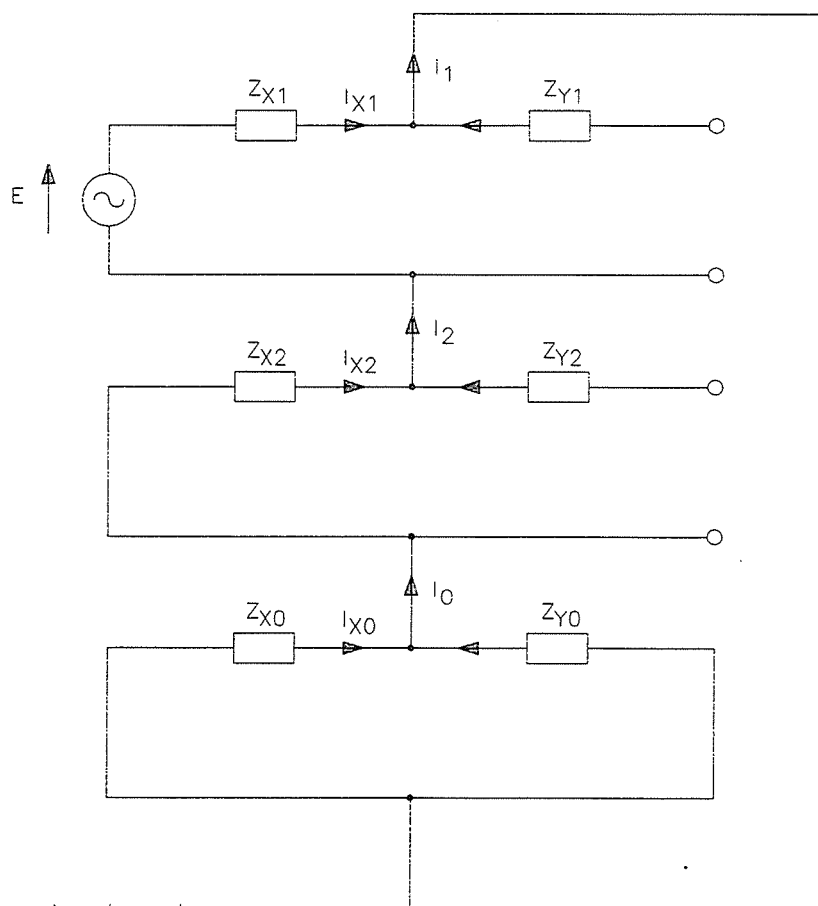
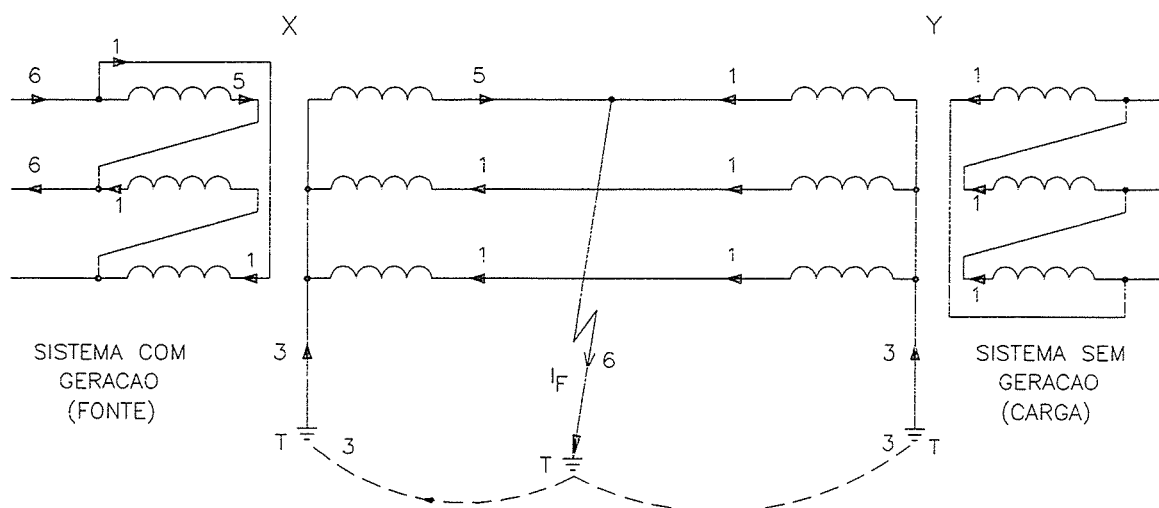
Em sistemas solidamente aterrados K_0 em geral torna-se pequeno, de formas que a tensão de deslocamento do neutro é insuficiente para polarização. Portanto, em sistemas solidamente aterrados é preferível utilizar a corrente de sequência zero para polarizar os relés direcionais, ao invés de utilizar a tensão de sequência zero.

2.7 Defeitos de uma fase para terra - Comportamento das correntes das fases em função dos fatores K_0 e K_2

Nos dois itens anteriores foi verificado o comportamento das tensões das fases sãs para terra durante um defeito fase terra, em função dos parâmetros K_0 e K_2 , obtendo-se uma visão interessante da importância destes fatores nos valores das tensões.

De forma semelhante, é necessário efetuar uma análise da importância destes mesmos fatores nos valores das correntes, durante a ocorrência de um defeito fase-terra. Esta análise pode ser dividida da seguinte forma:

- O curto para terra de maior intensidade ocorre nos sistemas solidamente aterrados. Verificando o valor da corrente $I_a = I_F$ na tabela 2.1, concluímos que para faltas próximas à fonte de geração, a corrente de curto fase-terra pode ser maior que a corrente de curto trifásica. Se por exemplo $K_2 = 1,0$ e $K_0 = 0,5$ a corrente de falta a terra atinge o valor $I_F = 1,2 I_{3\phi}$. Este é o motivo pelo qual alguns projetistas aterram o neutro de geradores com reatância de baixo valor, a fim de que o curto fase-terra pelo menos se iguale ao curto trifásico, facilitando o dimensionamento de disjuntores e outros componentes do sistema.
- Deve ser observado que a corrente nas fases sãs durante um defeito fase-terra em sistemas com neutro solidamente aterrado, podem alcançar valores elevados, dependendo da topologia do sistema elétrico e da posição da falta. Um exemplo típico é visto na figura 2.8. Nesta figura pode-se perceber correntes de valores $0,16 I_F$ e $0,33 I_F$ nas fases sãs.



$$I_1 = I_2 = I_0 = I_{X0} + I_{Y0}$$

$$\text{SE } Z_{X0} = Z_{Y0} \text{ ENTÃO } I_{X0} = I_{Y0}$$

$$I_F = 3I_0 = 6I_{X0} \quad I_{Y0} = I_{Yb} = I_{Yc} = I_{X0} = I_{Y0} = I_F/6$$

$$I_{Xa} = I_{X1} + I_{X2} + I_{X0} = 5 I_{X0} = 5 I_F/6$$

$$I_{Xb} = a^2 I_{X1} + a I_{X2} + I_{X0} = -I_{X0} + I_{X0} = -I_F/6$$

$$I_{Xb} = -I_F/6$$

FIG. 2.8 – CORRENTES NAS FASES SAS DURANTE UMA FALTA A TERRA EM SISTEMAS SOLIDAMENTE ATERRADOS.

- Em sistemas com o neutro isolado a corrente de falta à terra em geral é pequena, sendo predominantemente capacitiva. Mostra-se facilmente que o seu valor é igual a três vezes a corrente capacitiva de uma fase para terra em regime normal. (Admitindo-se que as capacitâncias de cada fase para terra são iguais).

De fato da figura 2.3, fazendo:

$$Z'_E = \infty, \text{ segue que:}$$

$$Z_0 = -jX'_{c0}, \text{ e portanto:}$$

$$K_0 = (-jX'_{c0} / Z_1) \gg K_2, \text{ seguindo então:}$$

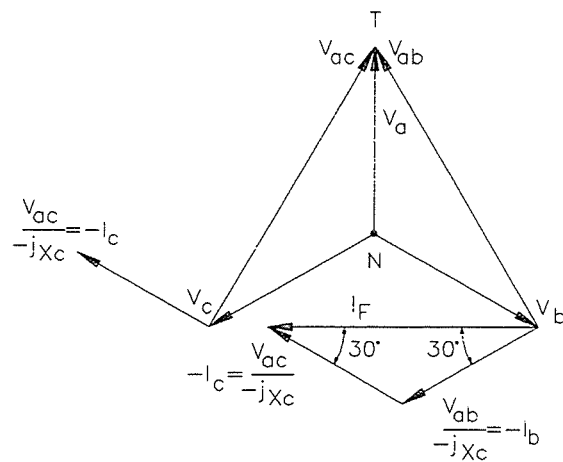
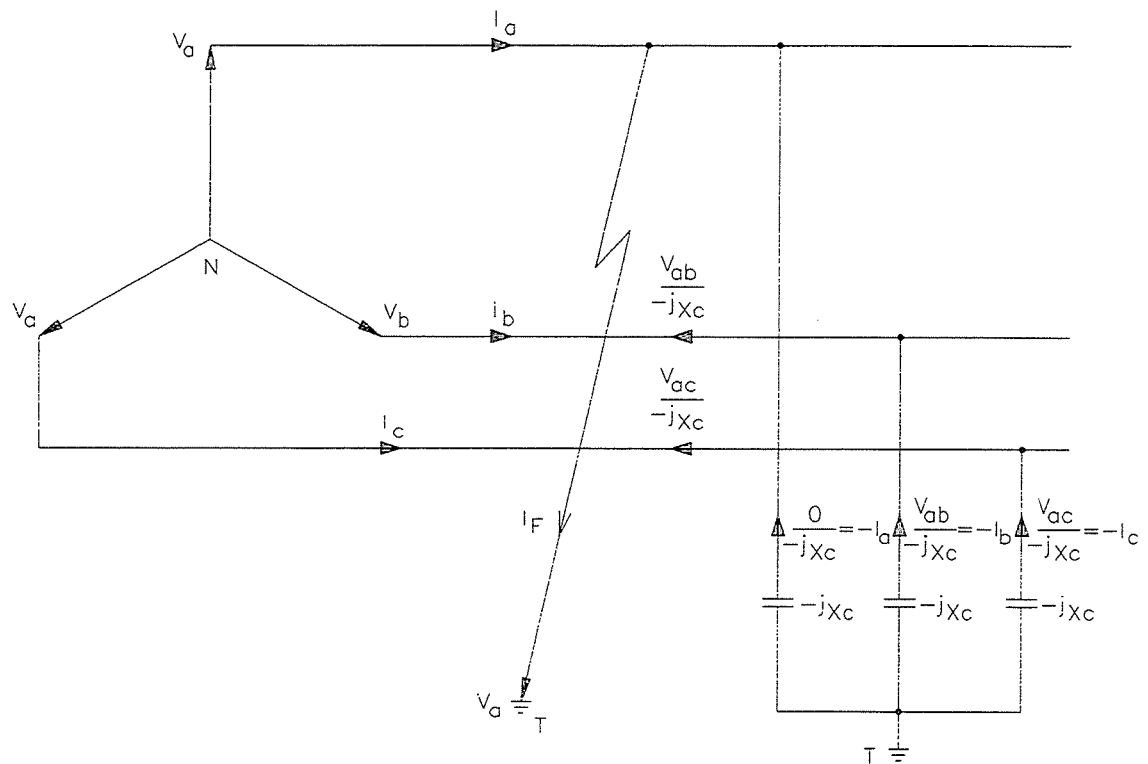
$$I_a = 3I_0 = I_F = \frac{3I_{3\phi}}{1 + K_2 + K_0} = \frac{3}{\frac{-jX'_{c0}}{Z_1}} \cdot E_a = \frac{3E_a}{-jX'_{c0}} = 3|I_{CAP}| \quad (2.9)$$

Esta relação pode ser deduzida diretamente, sem auxílio de componentes sequenciais, conforme mostrado na figura 2.9.

Nota-se que:

$$3I_0 = \frac{3E_a}{-jX'_{c0}} \text{ ou seja}$$

$$I_0 = \frac{E_a}{-jX'_{c0}} \quad (2.10)$$



$$i_F = -I_b - I_c = \frac{V_{ba}}{-jX_c} - \frac{V_{ca}}{-jX_c}$$

$$i_F = \frac{V_{ab}}{-jX_c} + \frac{V_{ac}}{-jX_c} = \frac{3V_{aN}}{-jX_c}$$

$$I_b = -\frac{V_{ab}}{-jX_c} = \frac{V_{ba}}{-jX_c} \quad \therefore \quad |I_b| = \sqrt{3} \cdot \left| \frac{V_b}{X_c} \right| = \sqrt{3} \times \left(\begin{array}{c} \text{CORRENTE} \\ \text{CAPACITIVA NORMAL} \end{array} \right)$$

$$I_c = -\frac{V_{ac}}{-jX_c} = \frac{V_{ca}}{-jX_c} \quad \therefore \quad |I_c| = \sqrt{3} \cdot \left| \frac{V_c}{X_c} \right| = \sqrt{3} \times \left(\begin{array}{c} \text{CORRENTE} \\ \text{CAPACITIVA NORMAL} \end{array} \right)$$

FIG. 2.9 - CORRENTES DE FALTA A TERRA EM SISTEMAS ISOLADOS

Se desprezarmos as impedâncias do sistema, (exceto X'_{c0}) e admitirmos o neutro isolado e uma falta a terra na fase a, as correntes nas fases são I'_a e I'_b no início da linha da Figura 2.1, podem ser calculadas, com o auxílio da Fig. 2.2, como segue:

No ponto de defeito fase-terra:

$$I_1 = I_2 = I_0 \cong \frac{E_a}{-jX'_{c0}}$$

Como $X'_{c0} = X'_{c1} = X'_{c2}$ segue que no início de alimentação da linha de transmissão, temos:

$$I'_1 = I_1 + \frac{E_a}{-jX'_{c1}} = \frac{2E_a}{-jX'_{c0}} \quad (2.11)$$

$$I'_2 = I_2 = \frac{E_a}{-jX'_{c0}} \quad \text{pois} \quad Z_2 = 0 \quad (2.12)$$

$$I'_0 = 0 \quad \text{pois} \quad Z'_E = \infty \quad (2.13)$$

$$I'_b = \alpha^2 I'_1 + \alpha I'_2 = \frac{E_a}{-jX'_{c0}} (2\alpha^2 + \alpha) \quad (2.14)$$

$$I'_b = \frac{\sqrt{3}E_a}{-jX'_{c0}} \angle -150^\circ = \frac{E_{ba}}{-jX'_{c0}} \quad (2.15)$$

$$I'_c = \alpha I'_1 + \alpha^2 I'_2 = \frac{E_a}{-jX'_{c0}} (2\alpha + \alpha^2) \quad (2.16)$$

$$I'_c = \frac{3E_a}{-jX'_{c0}} \angle 150^\circ = \frac{E_{ca}}{-jX'_{c0}} \quad (2.17)$$

logo,

$$I'_a = I'_1 + I'_2 = \frac{3E_a}{-jX'_{c0}} \quad (2.18)$$

Portanto, as correntes nas fases sãs (I'_b e I'_c) no início da L.T. aumentam de $\sqrt{3}$ em relação às correntes capacitivas que ocorrem durante o funcionamento normal, como pode ser mostrado na dedução que se segue.

Considerando que V_{FN} e V_{FF} são os módulos das tensões fase-neutro e fase-fase, em regime normal, cada corrente capacitiva vale:

$$|I_{CAP}| = \frac{V_{FT}}{X_c} = \frac{V_{FN}}{X_c} = \frac{E_a}{X_c} \quad (2.19)$$

$$|I'_a| = |I'_b| = \frac{V_{FF}}{X_c} = \frac{\sqrt{3}V_{FN}}{X_c} = \frac{\sqrt{3}E_a}{X_c} = \sqrt{3}|I_{CAP}| \quad (2.20)$$

Estas relações são válidas mesmo no caso geral do neutro ser aterrado por meio de uma resistência genérica R_E como mostrado na Figura 2.10. nesta figura as correntes são calculadas por inspeção, sem necessidade do auxílio das componentes sequenciais.

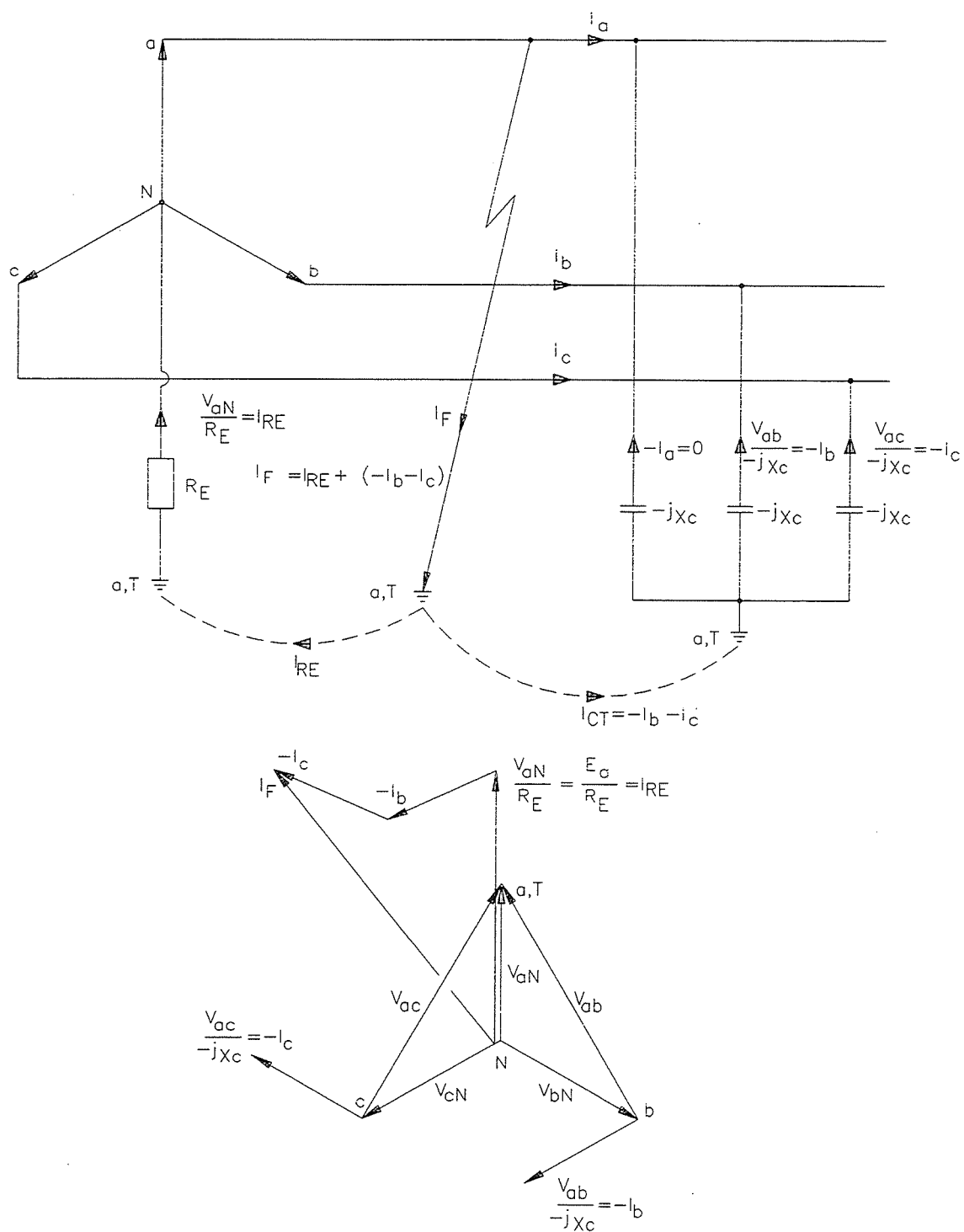


FIG. 2.10 – CORRENTES DE FASES PARA TERRA EM SISTEMA COM O NEUTRO ATERRADO POR MEIO DE RESISTOR.

- Em sistemas com o neutro aterrado por meio de resistência, a corrente de falta à terra no ponto de defeito aumenta, sendo formada por uma componente capacitiva e uma componente resistiva (Fig. 2.10). O valor da componente resistiva depende naturalmente do valor da resistência de aterramento, R_E .

Se $X'_{c0} \gg 3R_E \gg Z_1$ e $Z_1 = Z_2$, concluímos que a corrente de falta à terra dependerá principalmente de R_E .

Novamente da figura 2.2 obtemos:

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{E_a}{3R_E} \quad (2.21)$$

$$I_a = 3I_0 = \frac{E_a}{R_E} \quad (2.22)$$

$$I'_a = I_a = \frac{E_a}{R_E}, \quad \text{sendo} \quad I'_b = I'_c = 0 \quad (2.23)$$

Esta corrente é vista no resistor R_E da figura 2.10 anterior.

Se a corrente capacitiva não é desprezível, isto é, se X'_{c0} e X'_{c1} não podem ser desprezadas em comparação com $3R_E$ (caso de sistemas com cabos isolados longos, ou linhas de transmissão longas) então segue:

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{E_a}{3R_E} + \frac{E_a}{-jX'_{c0}} \quad (2.24)$$

E também,

$$I'_2 = I'_2 + \frac{E_a}{-jX'_{c1}} = \frac{E_a}{3R_E} + \frac{2E_a}{-jX'_{c0}} \quad (2.25)$$

$$I'_2 = I_2 = \frac{E_a}{3R_E} + \frac{E_a}{-jX'_{c0}} \quad (2.26)$$

$$I'_0 = \frac{E_a}{3R_E} \quad (2.27)$$

$$I'_a = I'_1 + I'_2 + I'_0 = \frac{E_a}{R_E} + \frac{3E_a}{-jX'_{c0}} \quad (2.28)$$

$$I'_b = \alpha^2 I'_1 + \alpha I'_2 + I'_0 \quad \therefore \quad (2.29)$$

$$I'_b = \frac{E_a}{3R_E} (\alpha^2 + \alpha + 1) + \frac{E_a}{-jX'_{c0}} (2\alpha^2 + \alpha) = \frac{E_{ba}}{-jX'_{c0}} \quad (2.30)$$

Analogamente:

$$I'_c = \frac{E_{ca}}{-jX'_{c0}} \quad (2.40)$$

Novamente encontramos que as correntes nas fases sãs no início do ponto de alimentação serão iguais a $\sqrt{3}$ vezes a corrente capacitiva de cada fase para terra em regime normal. Deve ser observado que em ambos casos o sistema estava a vazio, isto é, sem cargas, no momento da ocorrência do defeito fase terra.

Estes valores concordam com os cálculos que estão efetuados na figura 2.10 sem o auxílio de componentes simétricas.

No sistema com neutro aterrado com reatância sintonizada (Bobina de Petersen), visto simplifiadamente na figura 2.11, o valor da reatância é escolhido de tal forma que seja drenada pela mesma uma corrente de valor idêntico a corrente capacitiva resultante, no momento do defeito fase-terra. Nestas circunstâncias, no ponto de curto-circuito a corrente de falta a terra se aproxima teoricamente de zero. Na prática existe uma pequena corrente resistiva resultante das perdas na isolação do sistema e na própria bobina de aterramento.

Portanto, do ponto de vista teórico Z_0 se torna infinito, desde que $3X_0 \cong X'_{c0}$

$$3jX_N \cong -jX'_{c0} \quad (2.41)$$

Nas fases sãs, no início da linha de transmissão, as correntes são somente capacitivas, alcançando o valor $\sqrt{3}$ vezes o valor que circula em regime normal, como já foi encontrado nas duas situações analisadas anteriormente.

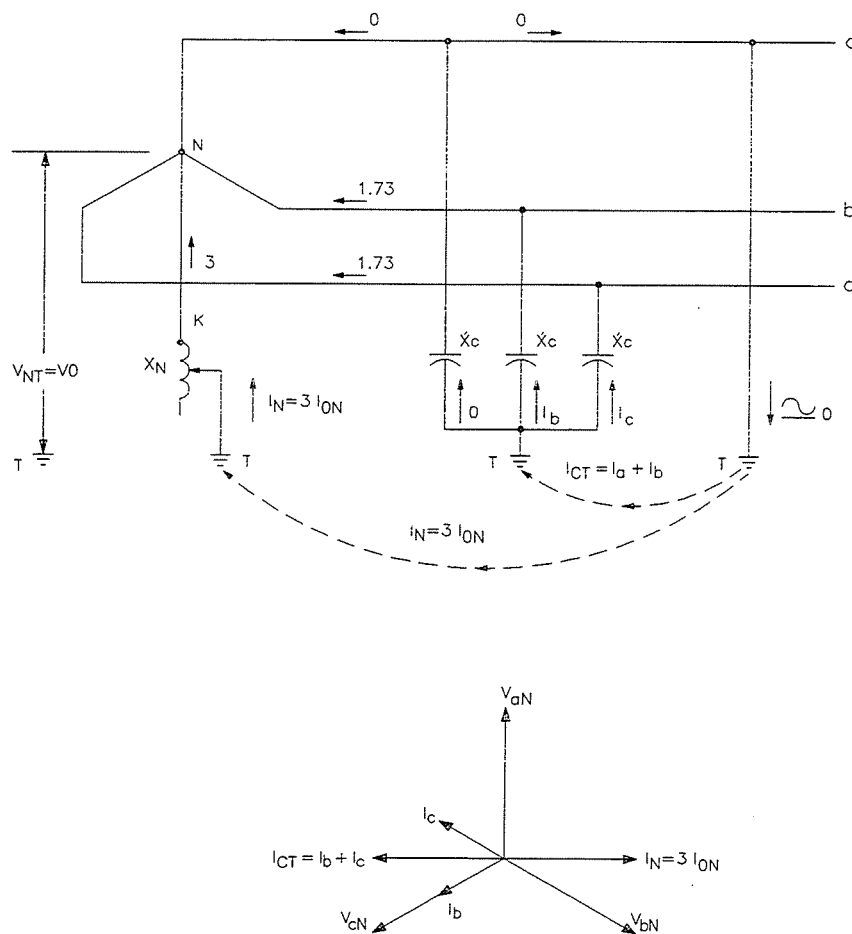


FIG. 2.11 - ATERRAMENTO POR BOBINA DE PETERSEN.

2.8 Conceituação de Corrente Residual

De forma semelhante àquela como foi definida a tensão residual, define-se "corrente residual" como a soma das correntes das três fases,

$$I_{RES} = I_a + I_b + I_c = I_N = 3I_0 \quad (2.41)$$

Verifica-se que a corrente residual contém apenas a componente de sequência zero, a qual nos sistemas que possuem somente cargas ligadas entre as fases, só circula durante um curto fase terra. Desta forma este tipo de curto-circuito pode ser detetado pela medida da corrente residual. A figura 2.12 mostra as três formas usuais de se detetar esta corrente.

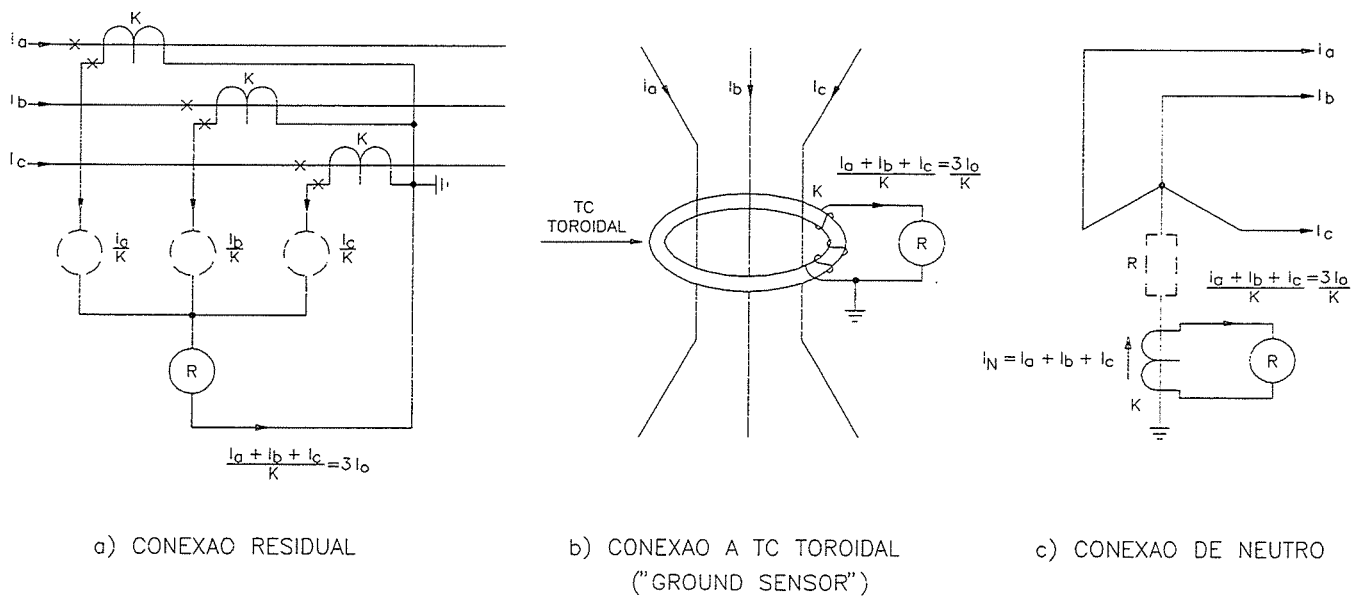


FIG. 2.12 - FORMAS USUAIS DE OBTENSAO DA CORRENTE RESIDUAL ($I_{RES} = 3I_0$) OU DA CORRENTE DE SEQUENCIA ZERO (I_0)

Observa-se que, nas três formas, a conexão do relé é tal que o mesmo recebe 3 vezes a componente de corrente de sequência zero da rede reproduzida na relação de transformação dos TCS. Portanto, estas conexões constituem filtros de corrente de sequência zero. Na aplicação destas conexões é importante observar que:

- Em sistemas solidamente aterrados, I_{RES} é normalmente elevada, podendo ser detetada com TCS na conexão residual ou TCS toroidais normais.
- Em sistemas com neutros aterrados com impedâncias de baixo valor, em geral a corrente residual é da ordem da corrente nominal ou algo menor, devendo ser utilizados TCS do tipo toroidal. Quando a corrente é limitada a valores inferiores a 100A, exige-se cuidados especiais no dimensionamento dos núcleos dos TCS toroidais, principalmente quando se utilizam reles de consumo elevado.
- Em sistemas limitados com impedância de alto valor geralmente a corrente é menor que 25A ($1A < I_{RES} < 25A$), e, portanto, deve-se utilizar TCS toroidais de alta precisão.
- Em sistemas isolados ou que utilizam Bobina de Petersen, a corrente residual é medida nas fases sãs dos alimentadores, necessitando de reles direcionais de alta sensibilidade, os quais devem necessariamente ser polarizados pela tensão residual, utilizando um dos

esquemas mostrados na figura 2.13. As técnicas modernas que empregam conversores analógicos-digitais associados ao tratamento do sinal via software, facilitam de forma extraordinária o emprego destes sistemas.

- É interessante do ponto de vista de análise, comparar o valor da corrente residual durante o curto de uma fase para terra, com a corrente residual de um duplo curto a terra.

Para um curto a terra, conforme Tabela 2.1.

$$I_{RES} = \frac{3}{1+K_2+K_0} \cdot I_{3\phi} \quad (2.42)$$

Para um duplo curto à terra

$$I_{RES} = \frac{3K_2}{K_2+K_0+K_2K_0} \cdot I_{3\phi} \quad (2.43)$$

Se tomarmos $K_2 = 1$, quando $K_0 = Z_0/Z_1$ for menor que 1 ($K_0 < 1$) o duplo curto à terra provoca corrente residual maior que aquela provocada pelo curto de uma fase para terra.

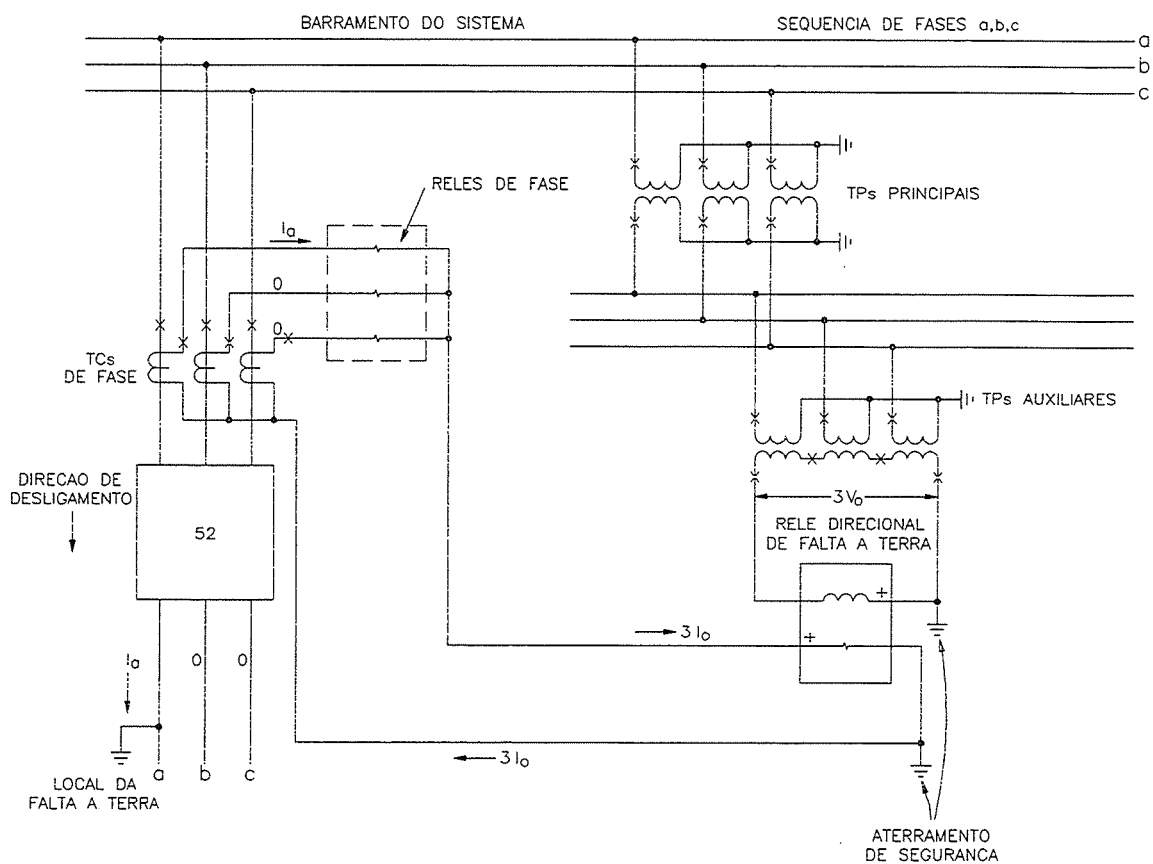


FIG. 2.13 – POSSIBILIDADE DE DETECAO DE FALTA A TERRA EM SISTEMAS ISOLADOS OU COM NEUTRO ATERRADO COM IMPEDANCIA DE ALTO VALOR , EMPREGANDO-SE RELES DIRECIONAIS SENSIVEIS.

2.9 Classificação geral das sobretensões nos sistemas elétricos

Em primeira instância as sobretensões são classificadas, simplificadamente [8][9] segundo sua origem e segundo a sua duração. Segundo a origem, são denominadas como de origem externa e origem interna. Segundo sua duração, respectivamente em sobretensões temporárias e sobretensões transitórias.

As sobretensões de origem externa são aquelas devidas à descargas atmosféricas diretamente incidentes sobre o sistema ou causadas por induções devidas a descargas próximas (descargas laterais). As sobretensões devidas às descargas atmosféricas podem ser ainda acopladas a um determinado sistema através do enlace capacitivo do enrolamento primário para o enrolamento secundário do transformador de alimentação.

Também contatos acidentais com redes de tensões mais elevadas devido por exemplo a ruptura ou queda de uma linha de transmissão ou falha da isolação do lado de alta tensão para o lado de média ou baixa tensão, podem ser classificadas como sobretensões de origem externa.

As sobretensões de origem interna ocorrem devido a uma modificação brusca da topologia da rede devido, por exemplo, ao ato de ligar ou desligar uma linha ou uma carga, ou na ocorrência de curtos-circuitos locais.

As sobretensões temporárias e transitórias, estas também denominadas "surtos", distinguem-se pelo grau de amortecimento e pelo tempo de duração. Basicamente podem ser feitas as seguintes considerações:

A) Sobretensões Temporárias

São aquelas que ocorrem de fase para terra ou entre fases sendo de natureza oscilatória, e de duração relativamente longa (desde fração de segundos até horas dependendo da filosofia de proteção empregada). São também de natureza fracamente amortecidas ou mesmo não amortecidas.

Pelo exposto verificamos que este tipo de sobretensão é de fundamental importância na determinação da classe de isolamento do sistema, na especificação de pára-raios e dispositivos de proteção de surtos, e, portanto, de forma geral, na coordenação de isolamento. Esta importância se faz presente ainda que os valores deste tipo de sobretensão sejam inferiores aos valores alcançados por outros tipos de sobretensões. As sobretensões temporárias se caracterizam por:

- Duração sempre superior a dezenas de milissegundos;
- Geralmente de valor inferior a 1,5 vezes o valor de pico da tensão nominal ($< 1,5 \cdot \sqrt{2} \cdot V_{FN}$, ou seja $< 1,5 \text{ P.U.}$);
- De frequência menor ou no máximo igual a frequência fundamental da rede.

Podem ser causadas por:

- Curto circuitos, em geral de fase para terra;
- Manobras, como rejeição de carga;
- Fenômenos não lineares (ferro ressonância);
- Efeito Ferranti (elevação da tensão em determinado ponto do sistema devido a correntes capacitivas).

B) Sobretensões Transitórias (surtos)

Estas sobretensões podem ser separadas didaticamente em sobretensões de manobra e de descargas atmosféricas. Podem ocorrer de fase para terra ou entre fases, sendo caracterizadas por uma onda transiente caracterizada por um tempo gasto para alcançar o valor de pico (tempo de frente), e o tempo para sua redução à metade do valor de pico (tempo de cauda).

A Tabela 2 compara as características das sobretensões de manobra e atmosférica.

CARACTERÍSTICAS	SOBRETENSÃO DE MANOBRA	SOBRETENSÃO ATMOSFÉRICA
Tempo de frente	Entre 100 e 500 μ s	Até 20 μ s
Tempo de cauda	Até 2500 μ s	Até 50 μ s
Frequência	Entre 10kHz e 2kHz	Maiores que 50 kHz
Valores	Valor máximo em torno de 4 P.U.	Valor máximo em torno de 6 P.U.
Causas	- Energização e desligamentos de LT's - Aberturas de faltas	Descargas atmosféricas

TABELA 2

Da tabela 2 verificamos que as sobretensões de origem atmosférica são de duração muito curta. (Pequeno tempo de frente de onda, ou seja, forte inclinação desta frente).

Este tipo de sobretensão solicita mais a isolação longitudinal de enrolamentos indutivos (transformadores reatores, geradores e máquinas girantes em geral), do que outros tipos de sobretensões.

Especificamente em máquinas girantes e outros equipamentos que empregam isolação sólida, é necessário utilizar capacitores de surto associados a pára-raios na proteção destes equipamentos, isto porque este tipo de isolação (sólida) é mais sensível a ondas de forte inclinação do que outros tipos de isolação. Também suportam proporcionalmente menores valores de tensão. O capacitor de surto reduz a taxa de crescimento do surto atmosférico, enquanto que os pára-raios limitam os

valores de pico.

Até cerca de 220kV (sistemas de alta tensão) a isolação é definida pelas sobretensões de descargas atmosféricas. A partir de 345kV (sistemas de extra alta tensão) a isolação passa a ser definida pelos surtos de manobra.

Na figura 2.14 [10] pode ser apreciada uma representação dos valores dos diversos tipos de sobretensão, em função do seu tempo de duração.

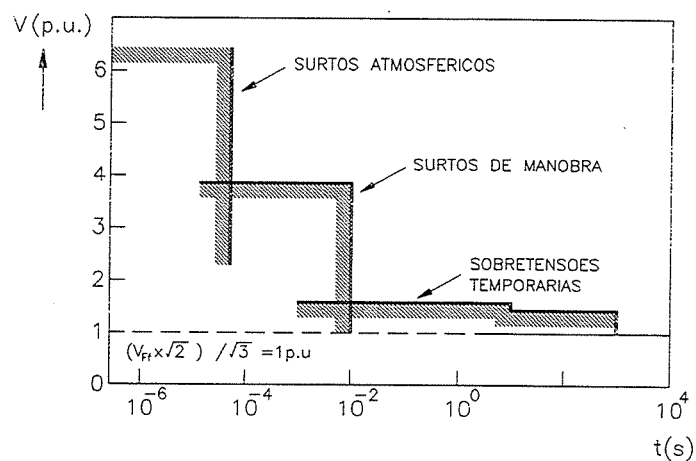


FIG. 2.14 – VALORES E TEMPOS DE DURACAO CARACTERISTICOS DE DIVERSOS TIPOS DE SOBRETENSAO.

2.10 Sobretensões Temporárias - Fator de Aterramento Definição de Sistemas Efetivamente Aterrados

No item anterior foi afirmado que as sobretensões temporárias e transitórias podem ocorrer de fase para terra, e entre fases. De fato, embora elas possam ocorrer entre as fases, a ocorrência predominante é entre fases e terra, sendo portanto, profundamente influenciadas pela metodologia de aterramento do neutro.

Na ocorrência de uma falta fase terra, inicialmente se estabelece um regime transitório, que após amortecido, dá lugar a um novo regime permanente, com o funcionamento da rede sob condições anormais. Nestas novas condições as sobretensões que porventura existirem são do tipo "sobretensões temporárias" já que são de frequência fundamental.

No item 2.5 foi analisado que as sobretensões de fase para terra (sobretensões temporárias) são influenciadas principalmente pelos fatores $K_0 = Z_0/Z_1$ e $K_2 = Z_0/Z_2$ do sistema. Quando K_0 é elevado (sistemas isolados ou aterrados com impedância de alto valor) a tensão das fases para terra atinge o valor das tensões entre fases, podendo até ultrapassá-las ligeiramente no caso de aterramento por reatância de alto valor não sintonizada.

Para examinar melhor a influência dos fatores K_0 e K_2 , vamos considerar um curto da fase a para terra, e nos reportamos aos valores das tensões das outras duas fases sãs para terra (tensões V_b e V_c respectivamente).

Da Tabela 2.1 segue:

$$V_b = E_b - \frac{\alpha^2 + \alpha K_2 + K_0}{1 + K_2 + K_0} \cdot E_a = V \left(\alpha^2 - \frac{\alpha^2 + \alpha K_2 + K_0}{1 + K_2 + K_0} \right) \quad (2.44)$$

$$\therefore V_b = V \cdot f_1 \quad (2.45)$$

Analogamente para V_c

$$V_c = E_c - \frac{\alpha + \alpha^2 K_2 + K_0}{1 + K_2 + K_0} \cdot E_a = V \left(\alpha - \frac{\alpha + \alpha^2 K_2 + K_0}{1 + K_2 + K_0} \right) \quad (2.46)$$

$$\therefore V_c = V \cdot f_2 \quad (2.47)$$

Nestas equações finais de V_b e V_c , V é o módulo da tensão fase-neutro e f_1 e f_2 fatores dependentes de K_0 , K_2 e α .

O maior dos módulos entre f_1 e f_2 é denominado "Fator de Falta à terra", (denominado simplesmente de f). Ele significa o coeficiente de sobretensão temporária da rede, no caso de ocorrência de uma falta de fase para terra, no ponto de falta considerado. Conforme já analisado este fator varia de 1 a pouco mais de 1,8 dependendo da metodologia de aterramento do neutro empregada.

Se considerarmos que nos sistemas de potência as resistências de sequência negativa e positiva são desprezíveis frente as respectivas reatâncias e mantendo $K_2 = 1$, segue que

$$K_0 = \frac{Z_0}{X_1} = \frac{R_0}{X_1} + j \frac{X_0}{X_1} \quad (2.48)$$

Desta forma com K_2 constante e unitário o fator de falta à terra depende somente de R_0/X_1 e de X_0/X_1 . Na figura 2.15 são vistas as curvas das sobretensões, parametrizadas em f .

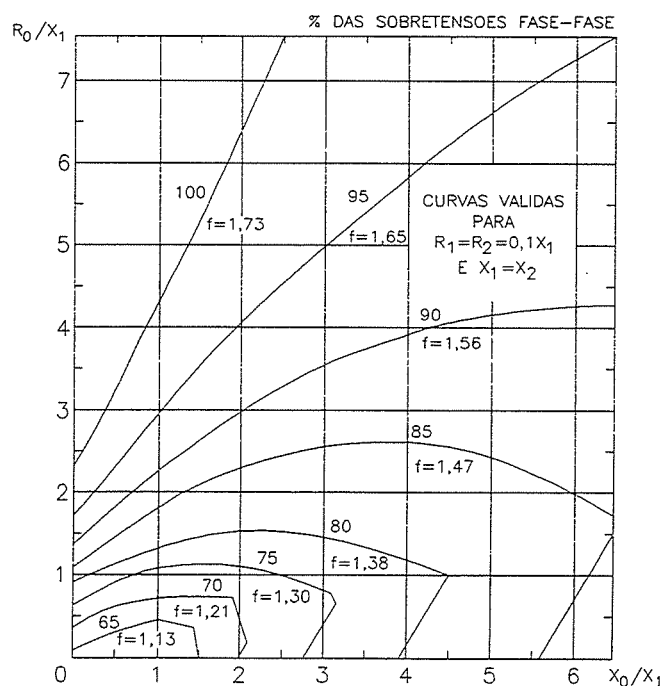


FIG. 2.15 - COMPORTAMENTO DO FATOR DE FALTA A TERRA E DAS SOBRETENSOES TEMPORARIAS EM FUNCAO DE R_0/X_1 E X_0/X_1 .

Uma importante observação é que se:

$$\frac{X_0}{X_1} \leq 3 \quad e \quad \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

Sempre ocorrerá $f \leq 1.4$, e portanto, a sobretensão temporária máxima durante uma fase para terra será:

$V_{TEMP} = 1.4 \times V_{FN}$, e em relação a tensão nominal fase-fase teremos:

$$V_{TEMP} \% = \frac{V_{TEMP}}{V_{FF}} \cdot 100 = \frac{1.4 V_{FN}}{V_{FF}} \cdot 100 = \frac{1.4 V_{FF}}{V_{FF} \sqrt{3}} = 80\%$$

$$\therefore V_{TEMP} = 80\% V_{FF}$$

Esta constatação dá origem ao conceito de "Sistema Efetivamente Aterrado" da seguinte forma [3]:

"Sistema Efetivamente Aterrado é aquele no qual na ocorrência de uma falta à terra em uma fase, a tensão das outras duas fases sãs para terra não ultrapassam 80% do valor fase-fase (Normas Inglesas B.S. 116:1952 e B.S. 162:1961)".

Já o "American Aiee Standart nº. 32, May 1947" define sistema efetivamente aterrado como aquele no qual as relações X_0/X_1 e R_0/X_1 valem:

$$\frac{X_0}{X_1} \leq 3 \quad e \quad \frac{R_0}{X_1} \leq 1 \quad \text{onde:} \quad (2.49)$$

X_0 - Reatância de sequência zero vista do ponto de defeito;

X_1 - Reatância de sequência positiva vista do ponto de defeito;

R_0 - Resistência de sequência zero vista do ponto de defeito.

Deve ser observado que os únicos sistemas com possibilidade de serem classificados como efetivamente aterrados são aqueles com o neutro solidamente aterrado ou aterrado com baixa reatância ou baixíssima resistência. No entanto, a recíproca não é verdadeira, isto é, sistemas solidamente aterrados, dependendo dos seus parâmetros, podem não ser efetivamente aterrados (ver item 2.4).

Por outro lado, supondo que a impedância de aterramento ou neutro Z_N é elevada o suficiente para que sejam desprezadas as impedâncias da fonte e da linha nos cálculos, então $Z_0 \gg 0$. Mantendo-se a hipótese de $K_2 = 1$, podemos calcular f_1 e f_2 das relações de definição e, então, obter o fator de falta à terra $\underline{f}$ para a condição de sistema aterrado com impedância de alto valor ou sistema isolado:

$$f_1 = \alpha^2 - \frac{\alpha^2 + \alpha K_2 + K_0}{1 + K_2 + K_0} \cong \alpha^2 - \frac{\alpha + \alpha^2 + K_0}{2 + K_0} \quad (2.50)$$

$$\therefore f_1 \cong \alpha^2 - \frac{K_0 - 1}{K_0 + 2} \quad (2.51)$$

$$f_1 \cong \alpha^2 - 1 = \sqrt{3} \quad (2.52)$$

Analogamente

$$f_2 = \alpha - \frac{\alpha + \alpha^2 K_2 + K_0}{1 + K_2 + K_0} \cong \alpha - 1 = \sqrt{3} \quad (2.53)$$

Portanto

$$f = f_1 = f_2 = \sqrt{3} \quad (2.54)$$

As tensões das fases sãs para terra se igualam à tensão entre fases, e teremos para a sobretensão temporária:

$$V_{TEMP} \% = \frac{\sqrt{3} V_{FF}}{V_{FF} \sqrt{3}} . 100 \therefore \quad (2.55)$$

$$V_{TEMP} = 100\% V_{FF} \quad (2.56)$$

2.11 Sobretensões Transitórias

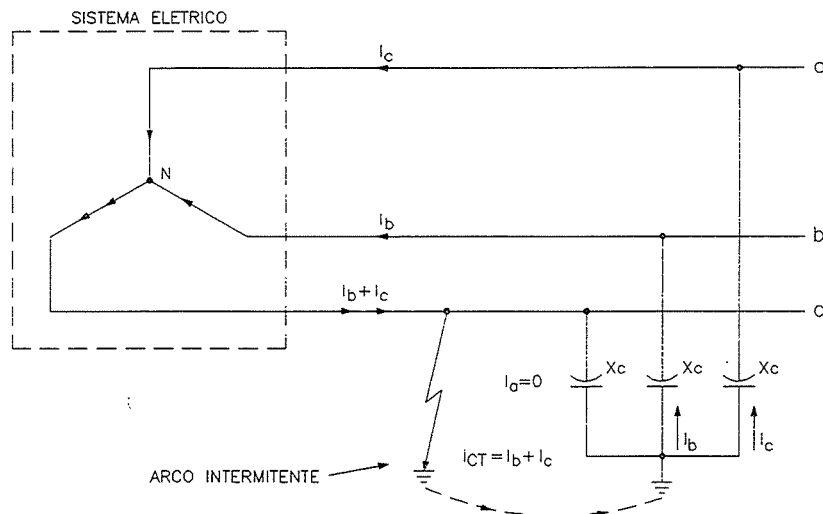
Toda modificação de regime de funcionamento do sistema elétrico de um estado estacionário à outro estado estacionário não é instantânea, mas ocorre as expensas de um período transitório no qual as capacitâncias entre fases e de fases para terra desempenham um papel fundamental. Isto porque toda mudança brusca em um sistema elétrico (curto-circuito, chaveamentos, descargas atmosféricas) equivale à aplicação de um degrau de tensão em determinado ponto do referido sistema. Sabemos, no entanto, que um degrau de tensão apresenta um espectro de frequências bastante elevado, e que estas

frequências certamente irão interagir com as capacitâncias e indutâncias do sistema provocando tensões oscilatórias.

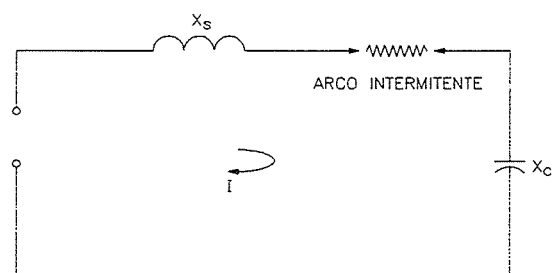
As tensões que surgem no período transitório são em geral de curta duração (ver item 2.9) mas podem influenciar acentuadamente no estudo de coordenação de isolamento da rede. O método de aterramento do neutro influencia decisivamente no amortecimento das sobretensões transitórias, sendo que os sistemas com neutro isolado ou aterrado através de reatância de alto valor, não sintonizada, são os que apresentam maior nível de sobretensões. É fácil perceber que, sendo o neutro solidamente aterrado, as capacitâncias do sistema são descarregadas facilmente através do mesmo. A medida que a impedância de aterramento do neutro aumenta de valor, fica mais difícil descarregar as capacitâncias e os níveis de sobretensão transitória se elevam.

Por isto os sistemas isolados apresentam os maiores níveis de sobretensão e os solidamente aterrados os menores. Na figura 2.15 a seguir pode ser visto um sistema com neutro isolado onde ocorreu uma falta da fase a para terra.

Percebemos que as correntes nas fases sãs (I_a e I_b), percorrem circuitos do tipo L,C série sendo L a indutância dos enrolamentos do transformador e C a capacitância fase-terra da rede.



SISTEMA ELETRICO SIMPLIFICADO-NEUTRO ISOLADO.



CIRCUITO L.C PERCORRIDO PELAS CORRENTES CAPACITIVAS ($X_c \gg X_s$).

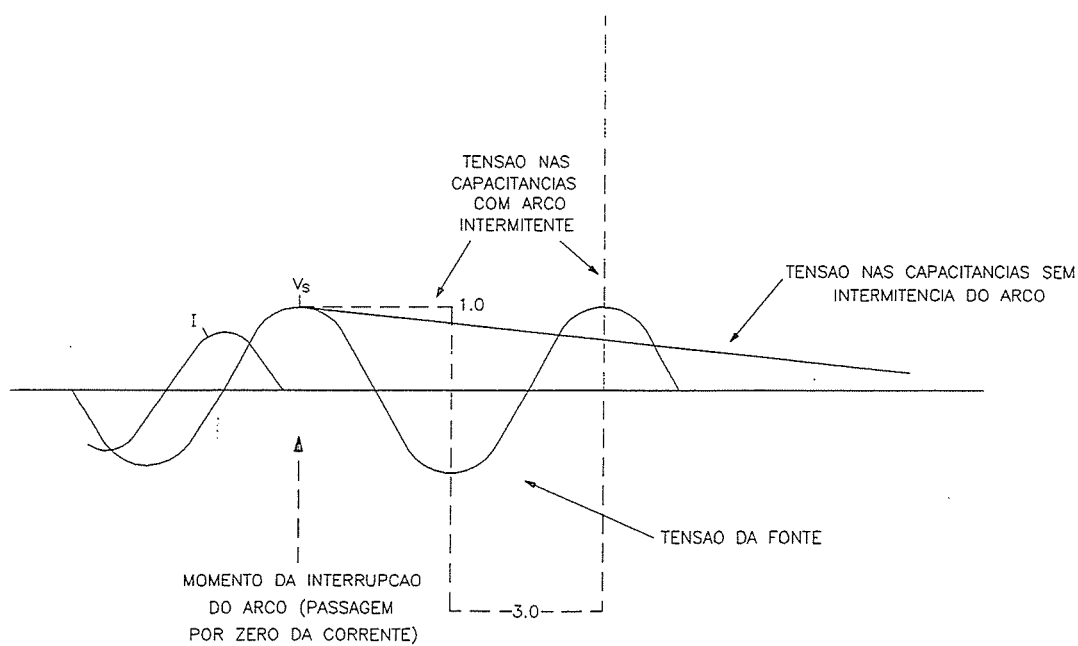


FIG. 2.16 - MECANISMO DA SOBRETENSÃO TRANSITORIA.

Uma característica do curto fase terra em sistemas isolados é que a corrente em geral é formada por arcos intermitentes. A intermitência é explicada pelo fato de que, a corrente sendo de baixa intensidade, na sua passagem por zero o arco se extingue.

O arco gera harmônicos de largo espectro. Desta forma haverá grande probabilidade de ressonância em uma dada frequência. Havendo ressonância a tensão na indutância (tensão no enrolamento do transformador) e na capacitância (tensão de fase-terra nas fases sãs) poderá se elevar a níveis insuportáveis, havendo grande probabilidade de ocorrência de uma segunda falta à terra em uma das fases sãs, originando, portanto, duplo curto à terra. Este é um dos aspectos indesejáveis dos sistemas isolados.

Por outro lado introduzindo-se uma resistência do neutro para terra, cria-se a possibilidade de descarregar as capacitâncias, amortecendo as sobretensões transitórias.

Além do fenômeno examinado o aterramento do neutro influencia em vários outros tipos de transitórios como por exemplo na abertura de bancos de capacitores ou de reatores e na abertura de faltas para terra permanentes. Nestes casos a abertura do disjuntor é influenciada pela tensão de restabelecimento, que surge entre os seus contatos fixos e móveis. O cálculo dos diversos tipos de transitórios é feito modernamente empregando-se o EMTP (Eletromagnetic Transitory Program) e outros programas computacionais específicos. No entanto, a sua análise foge ao escopo desta dissertação. Entretanto, os métodos de controle das sobretensões através do aterramento do neutro interessa-nos de perto, razão pela qual

eles são abordados no item seguinte.

2.12 Critérios de Redução/Eliminação das sobretensões Transitórias

No item anterior foi mostrada a possibilidade de ocorrer sobretensões transitórias em um sistema isolado, a partir de fenômenos de ressonância entre as capacitâncias e indutâncias do sistema.

Um dos métodos de eliminação deste tipo de sobretensão [11] é a introdução de um resistor no neutro conforme figura 2.17.

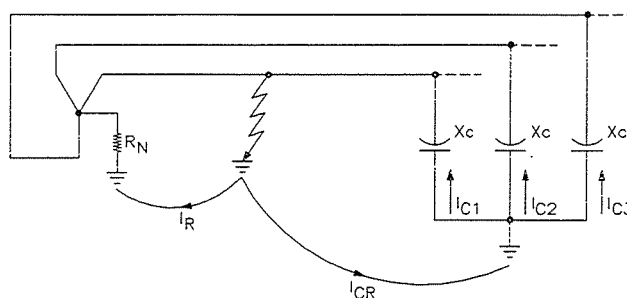


FIG. 2.17 – CONCEITO DE ATERRAMENTO ATRAVES DE RESISTOR DE ALTO VALOR: COM UMA COMPONENTE RESISTIVA $I_R \gg I_{CR}$, AS CAPACITANCIAS SÃO DESCARREGADAS E A SOBRETENSAO TRANSITORIA É CONTROLADA.

Naturalmente que a medida que o resistor aumenta de valor o sistema se aproxima do neutro isolado e a medida que o resistor é reduzido o sistema se aproxima de um sistema com neutro solidamente aterrado. Existe um valor do resistor para o qual as sobretensões transitórias são eliminadas, permanecendo somente a sobretensão temporária.

A prática americana e também os trabalhos de Petersen indicam que esta condição é cumprida quando durante a falta à terra é criada no neutro uma corrente resistiva I_R de módulo igual a corrente capacitiva total I_{CT} .

$$\text{Mas } I_R \cong \frac{E_a}{R} ; I_{CT} \cong \frac{3E_a}{X_C}$$

$$\therefore \frac{E_a}{R} = \frac{3E_a}{X_C} \therefore X_C = 3R \therefore \frac{1}{\omega C} = 3R$$

$$\therefore 3\omega CR = 1 \quad \text{ou} \quad R = \frac{1}{3\omega C}$$

Na prática francesa R é dimensionada de forma a criar uma corrente igual a duas vezes a corrente capacitiva, isto é:

$$R = \frac{1}{6\omega C}$$

Em sistemas industriais de baixa tensão (380V, 480V) o autor tem utilizado o critério americano, com sucesso, em inúmeros projetos [13] [14]. Na verdade até uma resistência algo maior, amortece as sobretensões transitórias.

De um ponto de vista global, a condição mínima aceitável para eliminação de sobretensões transitórias está ligada naturalmente aos fatores K_0 e k_2 . Mantendo a condição de que $K_2 = 1$ e desprezando as resistências de sequência positiva e negativa temos a condição seguinte:

- Para sistemas solidamente aterrados:

$$\frac{X_0}{X_1} \leq 10 \quad ; \quad \frac{R_0}{X_0} = \text{qualquer} \quad (2.61)$$

- Para sistemas aterrados por resistor:

$$\frac{X_0}{X_1} = \text{qualquer}; \quad \frac{R_0}{X_0} \geq 2 \quad (2.62)$$

$$\frac{X_0}{X_1} \leq 10 \quad ; \quad \frac{R_0}{X_0} = \text{qualquer} \quad (2.63)$$

Estes critérios podem ser resumidos na Tabela 3

MÉTODO DE ATERRAMENTO	CRITÉRIO PARA LIMITAÇÃO DA SOBRETENSÃO TRANSITÓRIA	
	X_0/X_1	R_0/X_0
Sólido	≤ 10	Qualquer
Por	Qualquer	≥ 2
Resistor	≤ 10	Qualquer

TABELA 3

Através das relações desenvolvidas neste item para as condições de eliminação das sobretensões transitórias, e no item 2.10 para as condições de vigência de sistema efetivamente aterrado, pode-se obter uma melhor visão física destas situações, calculando as correntes de curto-circuito fase-terra para as mesmas. Desta forma, para a existência de sistema efetivamente aterrado:

$$\frac{X_0}{X_1} \leq 3 ; \frac{R_0}{X_1} \leq 1 \quad (2.64)$$

Considerando $K_2 = 1$ e desprezando R_0 segue que

$$I_{\phi T} \geq \frac{3}{1+1+3} I_{3\phi} \quad \text{ou seja:} \quad (2.65)$$

$$I_{\phi T} \geq \frac{3}{5} I_{3\phi} \quad \text{ou} \quad I_{\phi T} \geq 60\% I_{3\phi} \quad (2.66)$$

Ou seja, "Sistema efetivamente aterrado é aquele no qual a corrente de curto fase terra é maior ou igual a 60% do curto trifásico".

Por outro lado, para limitação da sobretensão transitória em sistema solidamente aterrado (R_0 desprezível) segue:

$$\frac{X_0}{X_1} \leq 10 \quad (2.67)$$

$$I_{\emptyset T} \geq \frac{3}{1+1+10} I_{3\emptyset} \quad \therefore I_{\emptyset T} \geq \frac{I_{3\emptyset}}{4} \quad (2.68)$$

$$I_{\emptyset T} \geq 25\% I_{3\emptyset} \quad (2.69)$$

Concluimos:

"Para que seja eliminada a sobretensão transitória em sistema solidamente aterrado, a corrente de curto de fase terra deve ser maior ou igual a 25% da corrente de curto trifásico".

2.13 Critérios de Escolha do Regime do Neutro em Sistemas Elétricos

Todas as considerações permitiram concluir que no estágio atual de tecnologia não existe um tipo único de aterramento do neutro que satisfaça perfeitamente todas as exigências e requisitos para instalação e operação dos sistemas elétricos de uma forma geral.

Definir como um dado sistema elétrico deve ser aterrado é uma arte, na qual o engenheiro projetista escolhe entre diversas possibilidades e seleciona aquela que representa o melhor compromisso, levando em conta a legislação vigente, particularidades do sistema elétrico tais como presença de linhas aéreas, máquinas rotativas de média tensão ($1\text{kV} < V_N < 20\text{ kV}$), cabos isolados de alto custo etc.

Também fatores como riscos de incêndio, segurança pessoal, exigência de continuidade de serviço, existência de pessoal de manutenção qualificado podem ser fundamentais, tornando a escolha uma decisão complexa.

Ficou claro que o esquema de aterramento atua sobre dois aspectos essenciais na operação dos sistemas elétricos, ou seja, na severidade das sobretensões e na intensidade das faltas à terra.

Uma vez definida uma classe de isolamento, a probabilidade de que ocorram incidentes é tanto maior quanto forem as sobretensões (principalmente transitórias) produzidas durante manobras, descargas atmosféricas, interrupção de faltas à terra, ruptura do isolamento entre primário e secundário de transformadores etc.

Vimos que o aterramento do neutro auxilia no controle destas sobretensões, se executado de maneira propícia. Por outro lado, a intensidade da falta à terra tem a ver com tensões perigosas de contatos (gradiente de tensão no solo), danificação de equipamentos, riscos de explosões e incêndios, perturbações em sistemas telefônicos e de comando, e,

principalmente paralisação do sistema elétrico, com todas as suas consequências indesejáveis.

Estas questões nos aconselham a trabalhar com níveis reduzidos de corrente de falta à terra, introduzindo uma impedância no neutro.

A impedância introduzida no neutro pode ser pequena suficiente para controlar sobretensões transitórias, permitindo por exemplo circulações de corrente da ordem de 25% da corrente trifásica. Naturalmente que, nesse caso a proteção deverá atuar em tempo hábil, a fim de evitar consequências indesejáveis.

Pode-se por outro lado, aplicar uma impedância elevada caso se queira reduzir a corrente de falta à terra a valores suficientemente pequenos, de forma a manter a instalação em serviço durante a falta à terra.

Infelizmente, como já visto, existe uma incompatibilidade irreconciliável entre os dois critérios. Reduzindo-se as correntes de falta à terra aumentam-se as sobretensões. Não se conhece ainda solução que concilie inteiramente estas duas situações conflitantes. Resta ao projetista definir à luz das circunstâncias específicas de sua instalação, qual solução deve ser privilegiada, adotando o valor de impedância que represente o melhor compromisso para o caso considerado.

Um critério que tem se tornado extremamente significativo na atualidade, é o de continuidade de serviço. A necessidade de modernização das indústrias, ditadas por uma forte competição nos mercados interno e externo, gerou os programas de qualidade total, enfatizando conceitos como "Alta Performance",

"Competitividade", "Produtividade", "Política de Zero Defeito", "Continuidade de Serviço", "Redução de Paradas", "Confiabilidade", "Segurança" entre outros. Especificamente no setor elétrico, o conceito recente de "Qualidade da Energia" (POWER QUALITY) vem adquirindo grande destaque.

Verificamos, portanto, que o aterramento do neutro das instalações elétricas se reveste atualmente de grande importância, sendo que sob este prisma, as referidas instalações podem ser divididas em duas categorias:

- Instalações elétricas cujo aterramento do neutro permite manter o sistema funcionando durante a primeira falta à terra.
- Instalações elétricas cujo aterramento do neutro obriga o desligamento na ocorrência de uma falta à terra.

Na primeira categoria, situam-se os sistemas isolados, os aterrados com impedância (Reatância e Resistência) de alto valor e os ressonantes (com Bobina de Petersen).

Na segunda categoria enquadram-se os sistemas solidamente aterrados ou aterrados com impedância (Reatância ou Resistência) de baixo valor.

Embora algumas características destes sistemas tenham sido abordados nos itens iniciais, fornecemos a seguir na TABELA 2.3 um quadro geral das características básicas de cada um deles. A intenção é agrupar informações essenciais de forma que a tomada de decisão quanto a forma de se aterrar o neutro de um sistema elétrico particular, seja facilitada.

TABELA 2.3 - CARACTERÍSTICAS DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE ACORDO COM O REGIME DE ATERRAMENTO DO NEUTRO

ASPECTOS CONSIDERADOS	SÓLIDO	RESISTÊNCIA (BAIXO VALOR)	RESISTÊNCIA (ALTO VALOR)	REATOR (ALTO VALOR)	REATOR (BAIXO VALOR)	REATOR SINTONIZADO (PETERSEN)	ISOLADO
Isolação	Projetada para tensão fase-neutro	Projetada para tensão fase-neutro	Projetada para tensão fase-neutro	Projetada para tensão fase-neutro	Projetada para tensão fase-neutro	Projetada para tensão fase-fase, se o sistema operar com uma fase a terra por longo período	Projetada para fase-fase
Sobretensões iniciadas por faltas a terra, chaveamentos etc.	Não excessiva	Não excessiva	Não excessiva se o projeto atender o critério de eliminação	Pode ser muito elevado	Não excessiva	Não excessiva	Pode ser muito elevada se ocorrer arcos intermitentes
Comportamento quanto a ondas viajantes	Reflexão negativa do neutro	Em geral reflexão negativa	Reflexão no neutro	Reflexão plena no neutro	Reflexão plena no neutro	Reflexão plena no neutro	Reflexão plena no neutro
Seletividade (Identificação do local do defeito)	Nenhuma dificuldade - Utilizados os métodos normais	Nenhuma dificuldade - Utilizados métodos normais	Nenhuma dificuldade com aplicação de método especial	Extremamente difícil quando existe mais de uma zona a proteger	Nenhuma dificuldade - utilizados métodos normais	Com aplicação de métodos especiais pode ser satisfatória	Muito difícil
Proteção contra ondas viajantes	Pára-raios fase-neutro	Em geral necessita pára-raios fase-fase	Necessários pára-raios fase-fase	Necessários pára-raios fase-fase	Necessários pára-raios fase-neutro	Necessários pára-raios fase-fase	Necessários pára-raios fase-fase
Valor da corrente fase-terra	Muito alto	Médio	Reduzido	Reduzido	Alto	Muito reduzido	Capacitiva, depende do tipo e extensão do sistema
Duração da corrente fase-terra	Poucos segundos	Poucos segundos	Longo tempo	Longo tempo	Poucos segundos	Geralmente longo tempo - Pode ser poucos segundos conforme aplicação	Em geral longo tempo com riscos
Efeito da corrente fase-terra nos circuitos de comunicação (telefonia)	Provoca forte interferência eletromagnética	Existe interferência eletromagnética dependendo do grau de limitação	Interferência limitada	Interferência eletrostática	Existe interferência eletromagnética dependendo do grau de limitação	Quando aplicado para funcionamento contínuo durante a falta a terra requer considerações particulares	Interferência eletrostática
Correntes harmônicas no neutro	Nenhuma limitação	Limitação parcial	Limitação efetiva	Limitação efetiva	Limitação razoável	Limitação apreciável	-
Tempo adotado no projeto do equipamento do neutro	30 SEG	30 SEG	Contínuo	Contínuo	30 SEG	30 SEG ou contínuo	-
Observações gerais	Maior nível de distúrbios para o sistema	Paralizações do sistema com menor grau de danos	Aplicação em baixa tensão ou onde a corrente capacitiva é baixa	Utilizado principalmente para proteção de geradores ou unidades gerador / transformador	Mais barato do que resistor em altas tensões	Melhor continuidade de serviço	Aplicado somente em alimentadores curtos. Em geral deve ser evitada

CAPÍTULO 3

ATERRAMENTO DO NEUTRO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

3.1 Aspectos Gerais

No capítulo anterior foram estudados os aspectos gerais do aterramento do neutro, tomando como referência um sistema de geração e transmissão (Fig. 2.1). Ficou patente que existem várias possibilidades de aterramento, sendo que cada uma delas leva o sistema a se comportar de formas diferentes durante um defeito à terra, comportamento este que consiste no aspecto mais significativo do aterramento do neutro.

Neste capítulo serão abordados os aspectos específicos dos sistemas de distribuição, enfocando de forma especial os sistemas de distribuição brasileiros. Em todo o mundo os sistemas de distribuição são realizados em média tensão (tensão entre fases menor ou igual a 34,5 kV), sendo que as tensões de 11 kV (Europa, Japão) e 13,8 kV (Estados Unidos, Brasil) são as mais utilizadas. Em alguns países são encontradas ainda as tensões de 6kV, 9kV, 20kV, 22kV, 30kV etc.

Uma característica importante dos sistemas de distribuição é que, por razões econômicas, (devido a sua vasta extensão), são predominantemente aéreos. Nos centros urbanos dos países desenvolvidos a distribuição é feita com cabos isolados subterrâneos, enquanto que nas áreas rurais continuam aéreos.

No Brasil somente algumas capitais possuem parte do seu sistema subterrâneo. Algumas companhias de distribuição estaduais introduziram recentemente nos bairros mais nobres,

destas capitais, linhas aéreas com cabos nus revestidos de uma capa protetora externa, a qual confere proteção principalmente contra contatos eventuais com árvores e a vegetação de uma forma geral. Os demais elementos destas linhas como isoladores, cruzetas e outros componentes continuam os mesmos utilizados nos padrões das respectivas companhias.

Na Europa, Estados Unidos e Japão a distribuição é do tipo trifásica mesmo nas áreas rurais. No Brasil, nestas áreas, emprega-se, na maioria dos seus Estados, uma sub-distribuição monofásica, mantendo-se em geral um ramal principal trifásico. Nas áreas urbanas a distribuição é quase que exclusivamente do tipo trifásica.

Uma observação importante de ordem geral, referente aos sistemas de distribuição aéreos, é que, devido a classe de tensão dos mesmos, as sobretensões temporárias não são significativas e, portanto, determinantes no grau de isolamento a ser utilizado. As sobretensões transitórias, (principalmente aquelas provocadas por descargas atmosféricas) é que definem o isolamento mínimo utilizado. Para constataremos este fato basta verificar na tabela 3.1 as características básicas de um isolador típico de pino para linha aérea de 13,8 kV.

**CARACTERÍSTICAS DO ISOLADOR DE PINO TIPO PI 23132
ANSI 55-3 DA CERÂMICA SANTANA**

TENSÃO NOMINAL		13kV
TENSÃO CRÍTICA DE IMPULSO (1,2 X 50 μ s) A SECO	POSITIVA	100kV
	NEGATIVA	130kV
TENSÃO DISRUPTIVA A FREQÜÊNCIA INDUSTRIAL	SECO	65kV
	SOB CHUVA	35kV

TABELA 3.1

Observamos que o isolador em questão suporta continuamente sob chuva uma tensão de frequência fundamental igual a 35kV. Portanto, ele pode trabalhar permanentemente solicitado pela tensão fase-fase do sistema.

Compreendemos então, que, se o aterramento do neutro dos sistemas de distribuição aéreos for executado de tal forma que elimine possibilidade de sobretensão transitória durante uma falta a terra, ele será, em primeira instância satisfatório. A exceção do sistema com neutro isolado que deve ser empregado com restrições (embora alguns países o adotem) os demais sistemas referidos no capítulo primeiro atendem a condição estipulada. Isto explica a grande diversidade de formas de aterramento do neutro vigentes na atualidade nos diversos países, como indicado no item seguinte.

3.2 Aterramento do Neutro em Diversos Países

Uma vez eliminada a sobretensão transitória, o aterramento do neutro dos sistemas de distribuição é escolhido em geral, para atender um compromisso entre duas situações opostas:

- Reduzir a corrente de falta a terra, expondo o sistema durante maior tempo a este defeito e trabalhando no sentido de contornar as dificuldades de sua detecção.
- Aceitar correntes de falta a terra mais elevadas, de mais fácil detecção, mas desligando o sistema de forma rápida, para evitar os danos que poderiam ser causados caso não fosse adotado este procedimento.

Portanto, os critérios iniciais de escolha são relacionados com a segurança do sistema (evitando-se sobretensões transitórias) e a continuidade de serviço. Muitos outros fatores influenciam no desempenho final, como:

- Características físicas do sistema (sistema aéreo, subterrâneo, misto, longo, curto)
- Densidade e natureza das cargas alimentadas (cargas rurais, comerciais, industriais, residenciais, existência de alimentação monofásica)
- Densidade de descargas atmosféricas (nível ceráunico)

É importante salientar que o desenvolvimento de novas tecnologias associadas a uma determinada forma de aterrar o neutro, podem alterar completamente o desempenho dos sistemas de distribuição. Por exemplo, em sistema longos, com valores elevados de resistência de aterramento, (caso do Brasil, França, algumas áreas dos Estados Unidos, África do Sul, etc.) e ainda com elevado número de descargas atmosféricas, o aterramento do neutro de forma sólida, ou mesmo com resistência de baixo valor apresenta inúmeros inconvenientes, como será detalhado em item seguinte. Neste caso os recentes desenvolvimentos na área de eletrônica de potência, métodos de medição e análise de sinais e métodos computacionais de análise de transitórios permitem que se estude a utilização da Bobina de Petersen (que recebe também o nome de "Reator Sintonizado" ou "Bobina de Compensação").

Na Tabela 3.2, são resumidas as características principais, inerentes a cada um dos regimes de neutro mais utilizados atualmente nos sistemas de distribuição, em termos mundiais, que são respectivamente:

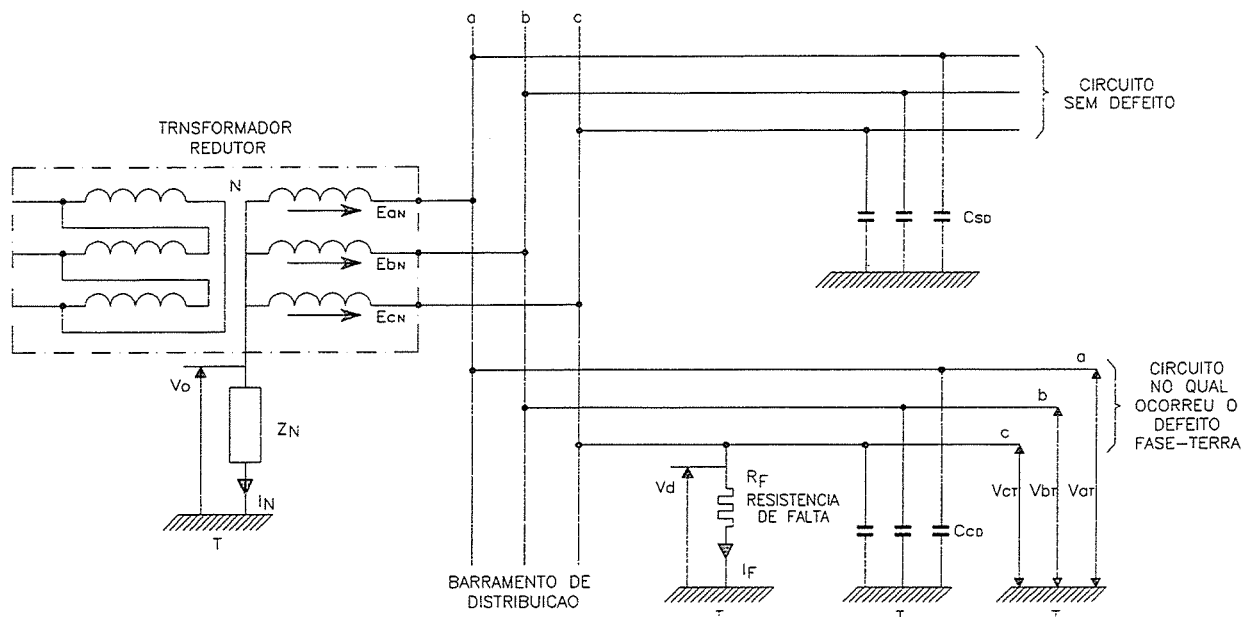
- Aterramento sólido, com neutro distribuído e multi aterrado;
- Aterramento sólido com neutro não distribuído;
- Neutro isolado;
- Resistor de limitação de baixo valor (corrente de falta a terra em torno de 300A);
- Reator sintonizado (Bobina de Petersen).

Na figura 3.1 pode ser observado o comportamento de um sistema de distribuição genérico durante um curto fase-terra, em termos das tensões que aparecem no sistema. Na figura 3.2 são representados os circuitos de sequência zero para cada um dos sistemas referidos na TABELA 3.2.

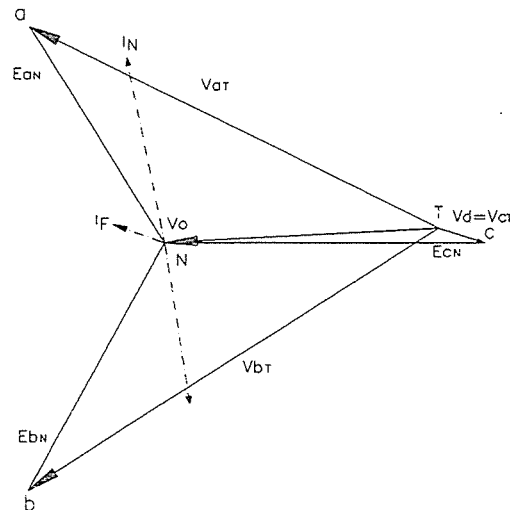
ESQUEMA DE ATERRAMENTO DO NEUTRO	ALGUNS PAÍSES QUE UTILIZAM O ESQUEMA	DISTRIBUIÇÃO DAS TENSÕES DAS FASES SÃO PARA TERRA DURANTE UM CURTO À TERRA	CONFIABILIDADE E SENSIBILIDADE DAS PROTEÇÕES	QUALIDADE DO FORNECIMENTO	NÍVEL DE ISOLAMENTO DA REDE
Sólido, neutro distribuído	U.S.A. Canadá Austrália Brasil	Boa	Má	Má	Tensão simples (fase-neutro)
Sólido, neutro não distribuído	Inglaterra	Má	Boa	Medíocre	Tensão simples (fase-neutro)
Neutro isolado	Itália Japão Áustria	-Boa para redes muito curtas -Má para redes longas	De média para má	Médio	Tensão plena (fase-fase)
Com resistor de baixo valor ($I_{0T} \approx 300A$)	França Espanha	Médio	Boa	Médio	Tensão plena (fase-fase)
Bobina de Petersen	Alemanha Europa do Norte	Muito boa	- Média com equipamentos convencionais - Boa com equipamentos especiais	Boa	Tensão plena (fase-fase)

TABELA 3.2

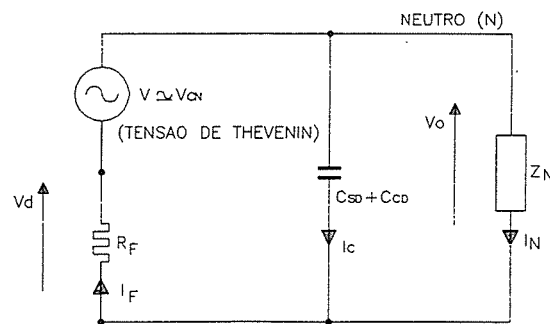
FORMAS DE ATERRAMENTO DO NEUTRO NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO MAIS COMUNS NA ATUALIDADE E SEU DESEMPENHO



A) REPRESENTACAO DE UM CIRCUITO DE DISTRIBUICAO GENERICO, DESPREZANDO-SE AS IMPEDANCIAS DE SEQUENCIA POSITIVA DA REDE (RESISTENCIAS E INDUTANCIAS).

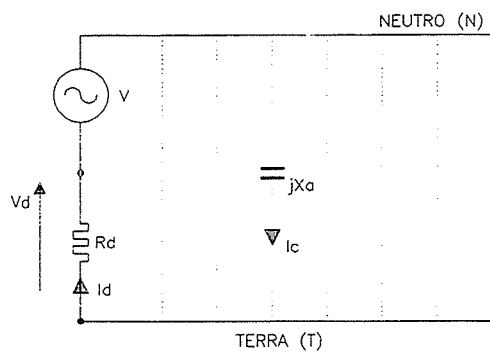


B) REPRESENTACAO VETORIAL NO MOMENTO DO DEFEITO.

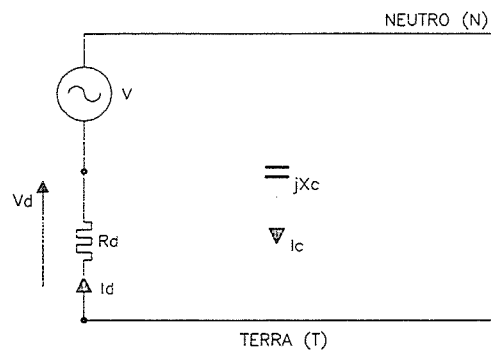


C) CIRCUITO DE SEQUENCIA ZERO EQUIVALENTE PARA O DEFEITO FASE-TERRA.

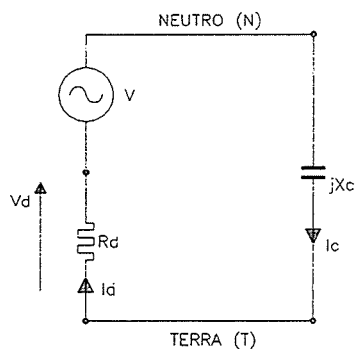
FIG. 3.1: COMPORTAMENTO DE UM SISTEMA DE DISTRIBUICAO DURANTE UM CURTO FASE-TERRA.



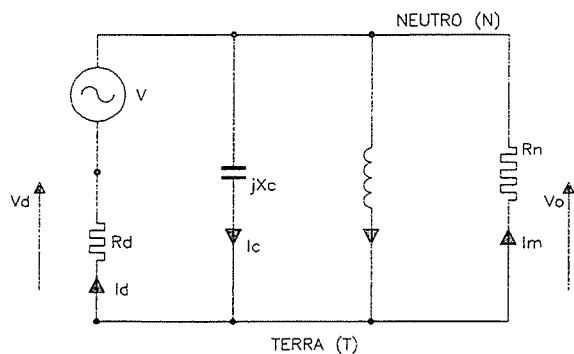
NEUTRO SOLIDAMENTE ATERRADO E DISTRIBUIDO



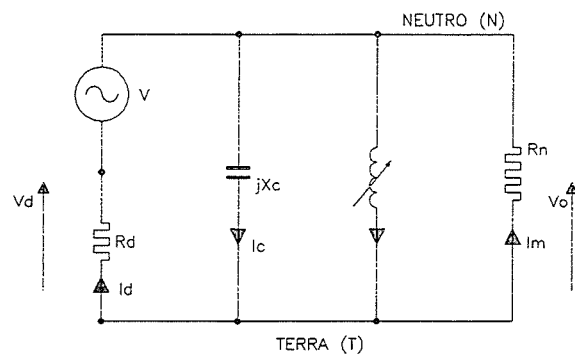
NEUTRO SOLIDAMENTE ATERRADO E NAO DISTRIBUIDO.



NEUTRO ISOLADO.



NEUTRO ATERRADO POR MEIO DE IMPEDANCIA DE LIMITACAO.



NEUTRO ATERRADO POR MEIO DE IMPEDANCIA DE LIMITACAO.

FIG. 3.2: CIRCUITO DE SEQUENCIA ZERO PARA OS DIFERENTES TIPOS DE ATERRAMENTO DO NEUTRO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUICAO.

É importante acrescentar alguns comentários às informações constantes na Tabela 3.2, para cada tipo de aterramento do neutro ali registrado.

- No sistema com neutro solidamente aterrado e neutro não distribuído as tensões fase-terra no local do defeito dependem das resistências de aterramento, que devem ser muito baixas. Os defeitos à terra podem ser violentos, resultando em uma qualidade de fornecimento de energia pobre.
- No sistema com neutro solidamente aterrado e neutro distribuído e multiaterrado, as correntes de fase-terra podem ocorrer também com elevada amplitude, pois são limitadas apenas pela impedância da linha, pela resistência neutro/terra e a resistência do defeito. O multi aterramento favorece sensivelmente a distribuição das tensões de fase à terra no momento do defeito, de forma que, ao longo de todo o sistema, as tensões de fase para terra ficam próximas do valor nominal fase-neutro. Para faltas com alto valor de resistência (R_d muito grande) que podem ocorrer no caso de queda da fase sobre solo seco ou rochoso, por exemplo, a detecção exige equipamentos especiais, ainda em fase de testes e desenvolvimento. A qualidade do fornecimento de energia é considerada também má.
- Os principais aspectos do sistema de distribuição com neutro isolado estão relacionados com a possibilidade de sobretensão transitória e a dificuldade de detecção do local do defeito fase-terra, que muitas vezes exige o

desligamento sequencial de alimentadores. Atualmente estão sendo pesquisados técnicas de proteção e de detecção com o auxílio de equipamentos de tratamento de sinais [15][16]. No estágio atual de desenvolvimento, os sistemas de distribuição com neutro isolado são recomendados apenas para redes curtas, predominantemente aéreas. Onde existem cabos isolados com comprimento significativo a corrente capacitiva resultante durante o defeito fase-terra (corrente residual) pode assumir valor relevante. A partir de cerca de 30A ampéres a distribuição das tensões de fase para terra (durante o defeito fase-terra), torna-se crítica.

Nas tabelas 3.3 [12] e 3.4 [31] abaixo, mostra-se claramente que em sistemas de distribuição com cabos isolados a corrente residual capacitiva torna-se muito maior que no caso das linhas aéreas.

**Corrente Capacitiva Resultante de um defeito
Fase-terra em LT's, em mA/km**

kV DA LT	mA / km
23,0	90
34,5	124
46,0	162
69,0	242

TABELA 3.3

**Corrente Capacitiva Resultante de um Defeito
Fase-Terra em Cabos Isolados em A/km**

TENSÃO (kV)	SEÇÃO	
	4/0 AWG (120mm ²) A / km	500 MCM (240mm ²) A / km
0,48	0,33 a 0,46	0,43 a 0,59
2,4	0,85 a 1,05	1,18 a 1,51
4,16	1,44 a 1,77	2,10 a 2,62
6,9	2,10 a 2,43	2,62 a 2,95
13,8	2,95 a 3,61	3,94 a 4,92

TABELA 3.4

- Nos sistemas de distribuição com neutro aterrado com resistência de baixo valor, a corrente durante uma falta á terra deve ser suficiente para permitir a detecção segura e rápida, mantendo entretando as sobretensões dentro de limites admissíveis. Quando a corrente capacitiva é pequena (sistemas aéreos não muito longos) a corrente de falta á terra é definida praticamente pela relação V_{FN}/R_N . Quando a rede é formada essencialmente por cabos subterrâneos de comprimento significativo, (redes subterrâneas urbanas) a corrente é elevada e a amplitude da corrente do defeito deve ser superior à da corrente capacitiva para permitir a proteção seletiva, que é realizada com relés de sobrecorrente de terra normais, do tipo a tempo definido ou normalmente inverso. A título de exemplo, a França adota atualmente

a limitação em 300A nas redes aéreas (redes rurais) e 1000A nas redes subterrâneas (redes urbanas).

- Nos sistemas de aterramento do neutro por meio de reator sintonizado (X_N), este é escolhido de tal forma que durante a falta a terra circule pelo mesmo uma corrente de módulo igual a corrente capacitiva. Do circuito de sequência zero da figura 3.1 (onde Z_N deve ser substituído por X_N) verificamos que, caso I_N for puramente indutiva e de módulo igual ao módulo da corrente capacitiva I_C , então a corrente total de falta I_F será igual a zero. Em geral resta uma pequena componente ativa fornecida pela resistência não nula da bobina e pelas perdas (fugas) na isolação. Entretanto, esta componente é pequena, não influenciando no desempenho final do sistema de aterramento. A reatância capacitiva X_C sofre alteração com a mudança de topologia da rede (manobras, desligamentos setoriais etc), exigindo modificação simultânea e automática no reator do neutro, a fim de se manter a sintonia. Mantendo-se a sintonia, as sobretensões transitorias são muito bem controladas durante a ocorrência de uma fase á terra, restando somente as sobretensões temporárias, que são bem suportadas pela rede (principalmente redes aéreas, como já foi comentado). Uma grande vantagem da Bobina de Petersen é que ela, pela sua concepção, favorece a auto-extinção do arco no ponto de ocorrência fase-terra. Desta forma o desempenho das redes aéreas de distribuição, principalmente frente as descargas atmosféricas é extraordinariamente melhorada.

Existem outras vantagens significativas do seu emprego que serão detalhados em item específico. No entanto, ela apresenta desvantagens que somente na atualidade começaram a ser superadas. Estas desvantagens são ligadas à detecção do defeito fase-terra permanente na rede, principalmente defeito de alta resistência, e à dificuldade de se obter seletividade.

Mesmo com inconvenientes que somente agora estão sendo vencidos, praticamente todos os países do norte e do leste da Europa já utilizam a Bobina de Petersen a longo tempo, possuindo grande experiência na sua aplicação.

Em alguns países como Dinamarca, Alemanha, e países do leste Europeu a operação da rede é mantida com uma falta à terra, até que o local do defeito seja determinado.

No computo geral, a aplicação do sistema de aterramento por meio de reator sintonizado leva a uma excelente qualidade de fornecimento de energia nos sistemas de distribuição.

CAPÍTULO 4

CARACTERÍSTICAS DO SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO BRASILEIROS

4.1 Aspectos Gerais

Os sistemas de distribuição brasileiros são em geral alimentados em média tensão (13,8kV, classe 15kV), com algumas exceções como no Distrito Federal (Brasília), onde a distribuição é feita em 34,5kV. Podem ser divididas também de uma forma geral em sistemas alimentados por redes urbanas e sistemas alimentados por redes rurais.

Nos sistemas urbanos os consumidores podem ser classificados em residenciais, (alimentados geralmente em baixa tensão), consumidores comerciais (alimentados em baixa ou média tensão dependendo da demanda da carga) e consumidores industriais (alimentados quase que exclusivamente em média tensão). Nos sistemas rurais os consumidores são residenciais (propriedades rurais) e agroindustriais (laticínios, indústrias de transformação de produtos agrícolas, grandes sistemas de irrigação, etc.)

As redes urbanas primárias são quase que invariavelmente do tipo trifásica, sem cargas monofásicas ligadas de fase para neutro. A rede secundária é trifásica com neutro solidamente aterrado, distribuído e multi-aterrado (no mínimo no transformador redutor e no quadro geral do consumidor).

Quanto as redes rurais podemos afirmar o seguinte, conforme referência [17]:

"Das 4.144.000 propriedades rurais existentes no Brasil até o início de 1985, 970.716 estavam eletrificadas, correspondendo a um índice de eletrificação rural de 22%. As concessionárias eletrificaram 74,2% das propriedades e as cooperativas 25,8%.

Os sistemas técnicos para a implantação da eletrificação rural são os seguintes:

Sistemas Trifásicos:

- a quatro fios (neutro distribuído e multi aterrado)
- a três fios (sem neutro)

Sistemas Monofásicos:

- fase-fase
- fase-neutro
- retorno por terra - MTR

A escolha do tipo de sistema a ser utilizado depende da densidade de carga da região, do tipo de carga a ser atendido e da disponibilidade de recursos.

A necessidade de atender o maior número de consumidores com o mínimo de investimentos tem levado as concessionárias à utilização em maior escala do monofásico, apesar deste sistema apresentar desvantagens quanto à operação dos motores, prejudicando o desenvolvimento da irrigação e da agro-indústria.

Exemplificando, a CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz), que atende 217 municípios no interior do Estado de São Paulo, com uma área de 90.961 km², e população em 1989 da ordem de seis milhões de habitantes, possui 70.000 propriedades rurais eletrificadas, onde residem cerca de um milhão de habitantes. Para atender as 70.000 propriedades rurais, que corresponde a um índice de eletrificação de 85%, a concessionária opera 45.000 km de linha classe 15 kV, sendo 20.000 de propriedade da empresa e 25.000 de propriedade dos próprios interessados, que construíram o sistema elétrico orientados pela concessionária.

A seguir são citados alguns procedimentos adotados por esta empresa para o atendimento do mercado rural:

a) Todas as linhas rurais são trifásicas, construídas na sua maioria com posteação de aroeira ou de eucalipto tratado, sendo que o transformador de menor potência utilizado é o de 15 kVA.

b) Para o atendimento de cargas rurais de maior porte, por exemplo, obras constantes do Proni (Programa Nacional de Irrigação), são desenvolvidos estudos específicos, construindo os alimentadores com cabos adequados para o suprimento das cargas. É comum a implantação de alimentadores rurais em cabos CA-336,4 MCM para o atendimento de regiões que agrupam vários irrigadores, com cargas individuais superiores a 150 kVA.

c) Os estudos e projetos das redes e linhas de distribuição rural são detalhados em normas que regulamentam os requisitos mínimos para o planejamento, levantamento cadastral, dimensionamento elétrico, dimensionamento mecânico e medição.

Merece destaque o esforço que tem sido desenvolvido pela Eletrobrás, concessionárias e fabricantes, no sentido de implementar a utilização do sistema MRT-Monofásico com Retorno por Terra, (FIGURA 4.1), visando atendimento pioneiro a regiões

com baixas densidades de carga. Alguns dados básicos do MRT são:

- tensões: $(13,8/\sqrt{3})kV$ ou $(23/\sqrt{3})kV$ ou $(34,5/\sqrt{3})kV$
- posteação de madeira
- transformador de isolamento - ligação fase-fase para interligação com rede trifásica existente
- condutor de aço zincado ou alumoweld
- transformadores monofásicos de distribuição de 3,5,10,15 e 25 kVA
- aterramento - é o ponto crítico de um sistema MRT, exigindo uma atenção especial.

É recomendada na instalação dos transformadores de distribuição, a execução de dois aterramentos e ligações a terra distintos, sendo um para a baixa tensão e outro para a alta tensão. Todo o cuidado deve ser tomado para evitar acidentes, quando do rompimento ou mau contato no condutor de aterramento. A programação de inspeções periódicas do sistema de aterramento é fundamental para manter a segurança ao longo do tempo."

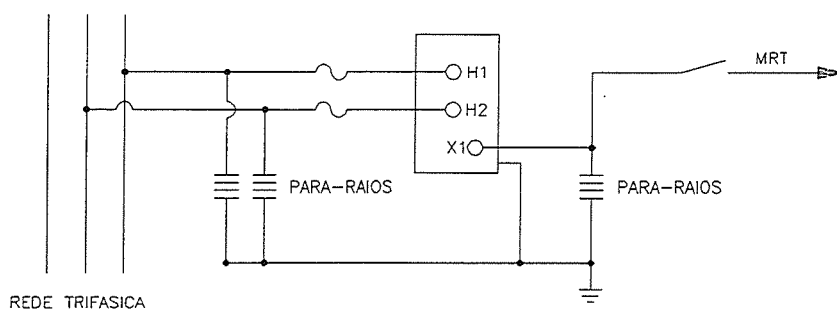


FIG. 4.1 EXECUCAO IDEAL DE REDE MONOFASICA
A PARTIR DE REDE TRIFASICA

4.2 Aspectos Inerentes aos Sistemas de Distribuição Brasileiros

Dada a grande extensão territorial e a diversidade geográfica (e portanto, climática) do país, as características dos sistemas de distribuição brasileiros apresentam algumas peculiaridades regionais. No entanto, apresentam também algumas características comuns importantes que na visão deste autor são as seguintes:

- Redes de grande extensão
- Redes do tipo predominantemente aéreas
- Redes situadas em solos de alta resistividade ($\cong 1k\Omega.m$) em grande número de Estados da Federação
- Redes situadas em regiões de elevado índice de ocorrência de descargas atmosféricas em grande número de Estados.
- Redes que apresentam o neutro solidamente aterrado, podendo o neutro ser ou não distribuído. No caso do neutro distribuído ele é também multi-aterrado.
- Redes com características construtivas que obedecem ainda o padrão ABNT, o qual nos últimos 20(vinte) anos não sofreu evolução face aos novos conhecimentos adquiridos, principalmente relativos ao comportamento dos sistemas de distribuição na ocorrência de sobretensões causadas por descargas atmosféricas diretas e indiretas.

Ao que parece somente algumas companhias estaduais como a CEMIG em Minas Gerais e a CESP em São Paulo, possuem estudos e padrões com alterações das estruturas dos seus

sistemas de distribuição visando a melhoria do desempenho face as descargas atmosféricas.

4.4 Avaliação Prática da Qualidade do Fornecimento de Energia dos Sistemas de Distribuição Brasileiros

O fornecimento de energia elétrica através dos sistemas de distribuição, pode ter sua qualidade avaliada através dos seguintes aspectos:

- Continuidade do fornecimento
- Nível de tensão
- Oscilações rápidas de tensão
- Desequilíbrio de tensão
- Distorções harmônicas da tensão
- Nível de interferência em sistemas de comunicação

O aterramento do neutro tem a ver principalmente com a continuidade de fornecimento e nível de interferência em sistemas de comunicação, razão pela qual eles serão melhor detalhados neste trabalho.

4.5 Índices de Avaliação da Continuidade de Fornecimento

A continuidade do fornecimento está regulamentada pelo DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica) através da Portaria nº 046, de 17/04/78, que define os índices de continuidade por conjunto de consumidores e os valores de continuidade para um consumidor específico, índices estes

definidos como DEC e FEC cujas expressões matemáticas são respectivamente:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) \cdot t(i)}{Cs} \quad \quad \quad FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cs}$$

sendo:

DEC = Duração (em horas) equivalente de interrupção por consumidor do conjunto considerado

FEC = Frequência equivalente de interrupção por consumidor do conjunto considerado

Ca(i) = N° de consumidores, do conjunto considerado, atingidos nas interrupções (i)

t(i) = Tempo de duração das interrupções (i), em horas

Cs = N° total de consumidores do conjunto considerado

Os valores máximos recomendados para estes índices [17] são os indicados na Tabela a seguir:

CONJUNTO DE CONSUMIDORES	DEC (HORAS)	FEC (N° VEZES)
Atendido por sistema subterrâneo com secundário reticulado	15	20
Atendido por sistema subterrâneo com secundário radial	20	25
Atendido por sistema aéreo com mais de 50.000 consumidores	30	45
Atendido por sistema aéreo com n° de consumidores entre 15.000 e 50.000	40	50
Atendido por sistema aéreo com n° de consumidores entre 5.000 e 15.000	50	60
Atendido por sistema aéreo com n° de consumidores entre 1.000 e 5.000	70	70
Atendido por sistema aéreo com menos de 1.000 consumidores	120	90

TABELA 4.1

**VALORES MÁXIMOS ANUAIS DE DEC E FEC RECOMENDADOS PARA OS
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

4.6 Valores Registrados de DEC e FEC no Brasil

Somente algumas concessionárias de sistemas de distribuição no Brasil possuem índices de DEC e FEC inferiores aos recomendados, como pode ser observado da Tabela 4.2 a seguir:

EMPRESA	ÍNDICE	ANO								
		80	81	82	83	84	85	86	87	88
A*	DEC	11,35	10,31	11,17	12,15	10,97	9,69	8,85	9,67	9,95
	FEC	9,57	9,31	9,83	10,46	10,25	8,92	7,74	7,54	7,11
B*	DEC	23,46	17,68	16,98	14,25	12,65	13,23	12,84	14,33	15,31
	FEC	20,0	15,64	14,24	11,95	11,78	11,25	8,69	9,90	10,59
C*	DEC	24,15	19,00	18,61	17,53	16,13	11,94	10,04	8,63	8,08
	FEC	18,84	15,57	16,13	14,50	12,43	10,27	8,47	7,36	7,21
Sudeste	DEC	26,78	21,65	20,25	20,58	18,38	17,83	18,81	17,95	-
	FEC	21,71	17,25	16,81	17,30	15,58	15,52	15,99	14,25	-
Brasil	DEC	31,21	28,59	28,30	30,93	27,47	27,05	24,74	28,18	-
	FEC	27,27	23,92	23,64	24,99	22,83	22,08	20,86	21,85	-

* As concessionárias indicadas são as três maiores de São Paulo

TABELA 4.2

ÍNDICES DE CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO NO BRASIL

Para efeito de comparação, na Tabela 4.3 são fornecidos os valores dos índices de interrupção para consumidores em média tensão (20kV) e baixa tensão da EDF (Electricité de France). O índice de média tensão é baseado no kVA x hora interrompido, e o índice da baixa baseado no consumidor x hora interrompido (índice equivalente ao DEC).

EDF	ANO							
	80	81	82	83	84	85	86	87
M - Cons. média tensão (horas)	3,47	3,97	5,40	3,45	2,77	2,30	2,62	3,28
B - Cons. baixa tensão (horas)	6,70	7,20	10,08	6,58	5,62	4,77	5,37	6,51

TABELA 4.3
ÍNDICES DE CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO DA EDF

4.7 Causas mais Frequentes de Desligamento das redes de Distribuição Brasileiras

As causas mais frequentes de desligamento das redes de distribuição brasileiras podem ser verificadas através da Tabela 4.4 [17], preparada por uma concessionária do Estado de São Paulo.

ITEM	DESCRIÇÃO	QUANTITATIVO
1	Total de desligamentos programados	57.549
2	Total de desligamentos não programados	87.081
3	Total de desligamentos	144.630
4	Nº desligamentos devido à falha do isolador	4.485
5	Nº desligamentos devido à falha do pára-raios	1.978
6	Nº desligamentos devido à descarga atmosférica	23.562
7	Total estimado causado por sobretensões	31.597

TABELA 4.4
CAUSAS DE DESLIGAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Como pode ser observado da Tabela 4.4, do total de 87.081 desligamentos não programados, 31.597 são debitados diretamente as sobretensões causadas por descargas atmosféricas (soma dos itens 4,5,6,7). Isto corresponde a 36,28% das interrupções não programadas e 21,85% do total de interrupções. Além disto os relatórios de campo indicam que cerca de 40% dos desligamentos programados para manutenção tem por motivo defeito em materiais ou equipamentos que foram causados por descargas atmosféricas: No índice DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) a influência dos desligamentos devidos à descargas atmosféricas pode ser estimado em cerca de 20%.

É interessante observar que, no final , praticamente todo desligamento não programado é provocado por curto-circuitos. Conforme referências [1] e [32] os curto-circuitos nos sistemas de distribuição apresentam a seguinte distribuição estatística mostrada na Tabela 4.5

VALOR %	TIPO DE CURTO
65%	Fase-Neutro
15%	1 Fase para Terra
10%	2 Fases
1%	3 Fases
1%	2 Fases-Neutro
0,5%	2 Fases para Terra
0,1%	3 Fases para Terra
7%	Outras

TABELA 4.5
TIPOS DE CURTO-CIRCUITOS NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
E SEUS PERCENTUAIS

Deve ser observado também que os dados da Tabela 4.5 consideram sistema com neutro solidamente aterrado, distribuído o multi aterrado, como é mais comum nas redes brasileiras em estudo.

Também é importante verificar como as causas dos curto-circuitos se distribuem, o que pode ser visto na Tabela 4.6

VALOR %	CAUSA DO CURTO-CIRCUITO
18%	Descargas Atmosféricas
18%	Árvores na Rede
12%	Falhas em Equipamentos
7,5%	Animais
7%	Vento
2,5%	Abalroamento
1%	Vandalismo
33%	Outras

TABELA 4.6
CAUSAS DE CURTO-CIRCUITO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO
E SEUS PERCENTUAIS

Das Tabelas apresentadas e das considerações efetuadas neste item, verificamos que a causa principal dos desligamentos das redes de distribuição (que possuem neutro solidamente aterrado) consiste no contato de uma fase com um ponto aterrado, contato este provocado por diversos fenômenos como descargas atmosféricas, falhas em isoladores, falhas em pára-raios, falhas em transformadores, contatos com árvores, queda de condutores (abalroamento de postes, conexões e emendas

danificadas, ruptura por excesso de esforço mecânico, animais etc.)

4.8 Interferência das Redes de Distribuição nos Sistemas de Comunicação (Redes Telefônicas)

No Brasil como em grande número de países, os postes da rede de distribuição de energia são compartilhados pela rede telefônica (posteação de uso mútuo). Se por um lado esta parece ser uma prática saudável que leva à redução de custos de instalação do sistema de telefonia, com benefícios para o consumidor, leva também a inconvenientes sérios, principalmente quando ocorre um contato elétrico entre a rede de distribuição de média tensão (11kV a 34,5kV) e a rede telefônica (classe de tensão não definida, mas de baixa tensão).

Este contato elétrico em geral provoca danos e queimas de cabos e componentes do sistema telefônico, além de introduzir situações de risco para pessoas (Referência [1]). Além disto, durante a ocorrência do contato metálico entre as duas redes (na realidade curto circuito fase-terra na rede de distribuição de média tensão), existe grande possibilidade de ocorrer interferências (indução) na rede telefônica, provocada pela circulação da corrente de sequência zero, conforme estudado nas referências [1] e [18]. Também a incidência de descargas atmosféricas na rede de distribuição provoca interferências na rede de comunicação.

Pode-se afirmar com certeza, que grande parte das dificuldades de convivência entre a rede de distribuição de média tensão e a rede telefônica quando se emprega posteação de uso mútuo, é decorrente do elevado nível de curto a terra que

ocorre na primeira rede (distribuição), conforme já observado no Capítulo 4 da referência [1].

Naturalmente que esta elevada corrente é ocasionada pela prática de se aterrar solidamente o neutro desta rede.

4.9 Medidas Para Melhorias do Desempenho das Redes de Distribuição Brasileiras

A partir da constatação do pobre desempenho dos sistemas de distribuição brasileiros (com algumas exceções), iniciou-se recentemente no Brasil pesquisas e estudos para a sua melhoria, acompanhando programas similares desenvolvidos no exterior. Estes programas, em andamento, se processam principalmente na África do Sul e Estados Unidos, que possuem regiões onde suas redes aéreas de distribuição apresentam os mesmos inconvenientes que as nossas, sendo do tipo com neutro solidamente aterrado, distribuído em grande parte, e multi aterrado. As características climáticas e geográficas destas regiões são semelhantes as nossas, sendo válido para os seus sistemas de distribuição os aspectos enfatizados no item 4.2 para os sistemas brasileiros.

Conforme referido na introdução, no Brasil, na Universidade Federal de Minas Gerais, no começo da década de 80, teve início um notável programa de pesquisa a respeito de interferências dos sistemas de distribuição nas redes telefônicas, sendo que o programa evoluiu para avaliação do desempenho destes sistemas frente as descargas atmosféricas, e o estudo destas descargas, de uma forma geral.

Foram feitos convênios com a TELEBRÁS, TELEMIG e CEMIG. Além de inúmeras teses a pesquisa gerou relatórios diversos, e grande número de programas e pacotes computacionais. Foram feitos testes de laboratório, empregando os recursos do LEAT (Laboratório de Extra-Alta Tensão), o qual dispõe de gerador de impulso que fornece tensão de pico de 2,4 Megavolt. Também foi construída uma linha de distribuição para experimentos, de tal forma que a mesma possa receber impulsos do gerador. As teses principais desenvolvidas até o presente momento, são indicadas nas referências de [18] a [30], além de [1].

As conclusões dos estudos já realizados na UFMG resultaram em sugestões e proposições que estão sendo implementadas pela TELEBRÁS nos sistemas de telefonia [33] [41] e pela CEMIG (Centrais Elétricas de Minas Gerais) nos seus sistemas de distribuição [34].

No final de ano de 1993 foi fundada a Associação das Empresas do CODI, entidade sem fins lucrativos, voltada para, dentre outras finalidades, a pesquisa e o desenvolvimento dos sistemas de distribuição. Conforme Ref. [35] esta entidade mantém convênio com o CED (Centro de Excelência em Distribuição de Energia Elétrica) que atualmente se ocupa de pesquisas como falhas de transformadores e pára-raios, desempenho e proteção das linhas de distribuição etc. O CODI mantém também convênios com o CEPEL, e o LAC (Laboratório Central de Eletrotécnica e Eletrônica da COPEL). Até o momento, os estudos executados quanto ao desempenho das linhas de distribuição, tanto no Brasil, pelos grupos citados, quanto no exterior, convergem nos seguintes aspectos:

No que se refere às redes de distribuição de média tensão, as principais conclusões dos estudos, hoje corroborados por pesquisas de outros países como indicados nas referências [36] e [37] são as seguintes:

- As descargas atmosféricas que incidem nas vizinhanças das linhas de distribuição (descargas laterais) causam tensões induzidas suficientes para provocar disrupções nos isoladores destas linhas. Este fato, até recentemente, não era levado em conta no projeto das linhas de distribuição. Podem surgir tensões induzidas da ordem de 500kV, (sem que a descarga incida diretamente sobre a linha).
- Para suportar a quase totalidade das descargas laterais, uma linha de distribuição deve possuir uma T.S.I (Tensão Suportável de Impulso, antigo N.B.I) em torno de 300kV.
- A presença do cabo pára-raios no topo dos postes, ou mesmo do cabo neutro posicionado abaixo das fases, auxilia no controle das tensões induzidas.
- Para que os cabos pára-raios sejam eficientes no controle das descargas diretas, é necessário que exista baixa resistência de aterramento em cada poste. A referência [37] sugere que o valor da resistência deva ser: $R < (T.S.I/20)$. Caso contrário haverá o fenômeno de "Black-Flashover", que provocará a disrupção nos isoladores.

- Pára-raios (de linha a resistor não linear) postados na rede, a cada 300 metros ou menos, controlam as tensões induzidas, e em algum grau as descargas diretas.
- Para controle total das descargas diretas, é necessário que sejam localizados pára-raios a resistor não linear praticamente em todos os postes, (se considerados os níveis mais altos de descargas atmosféricas).
- Os componentes de madeira (postes e cruzetas), mesmo úmidos (sob chuva), auxiliam no aumento da T.S.I da estrutura, se devidamente utilizados.
- Os postes e cruzetas de concreto não auxiliam em nada no aumento da T.S.I. das estruturas. Quando são utilizados, a T.S.I é definida praticamente pelo isolador de pino ou de disco (estrutura de ancoragem ou fim de linha).

Estas pesquisas explicam perfeitamente o fraco desempenho das estruturas de distribuição, construídas segundo o padrão ABNT, pois:

- Geralmente o isolador de pino nas nossas linhas de distribuição (classe 15 kV) apresentam tensão crítica de descarga sob impulso (T.S.I) a seco, da ordem de 100kV (ver Tabela 4.1). Sob chuva este valor é reduzido em cerca de 35%. Desta forma as estruturas com cruzetas e postes de concretos apresentam fraquíssimo desempenho frente a descargas diretas e laterais.

- Mesmo quando se utilizam cruzetas de madeira, a topologia das estruturas padronizadas não é favorável, como acontece por exemplo nos tipos N(normal) e B(Beco). Isto se explica pelo fato da mão francesa metálica tocar o pino (metálico) do isolador do meio, como pode ser vista na figura 4.2. Além disto, geralmente os estais são ligados a mão francesa. Portanto forma-se um caminho metálico entre o referido pino e a terra. Considerando que durante as descargas laterais as tensões induzidas de cada fase para terra são praticamente de mesmo valor, e que a fase do meio apresenta a T.S.I do isolador de pino, percebe-se a fragilidade destas estruturas no tocante a suportar descargas atmosféricas.
- Quando se analisa a estrutura M(meio-beco), verifica-se que o seu projeto é mais favorável. Os cálculos indicados na Ref. [17] mostram que, para uma cruzeta de 2,40m, a distância de madeira que se adiciona até a mão francesa é da ordem de 25cm, correspondendo a um acréscimo de 120kV na T.S.I da estrutura, a seco. Sob chuva esse valor se reduz a 65%, ficando portanto, em 143kV [65% (100 + 120)] valor ainda insuficiente para suportar a maioria das tensões induzidas, mas com melhoria considerável.

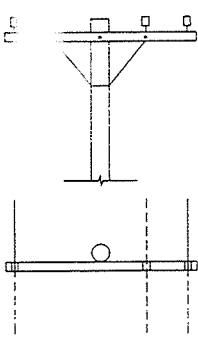
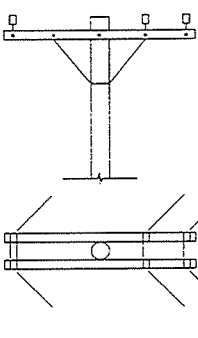
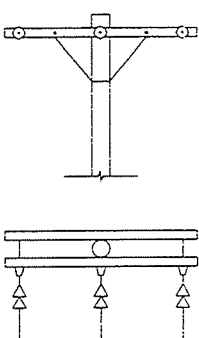
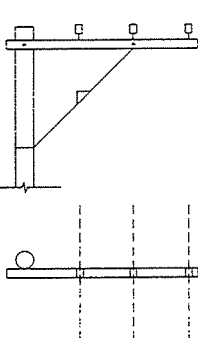
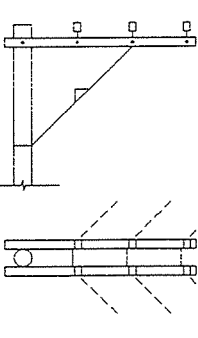
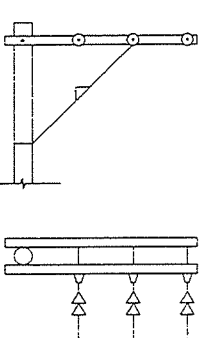
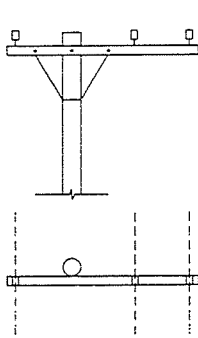
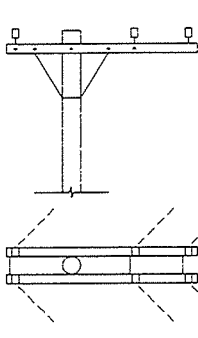
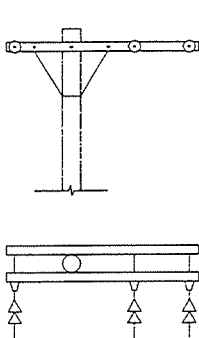
	P	SIMPLES	PINO DUPLO	FIM DE LINHA
NORMAL -- N				
BECO -- B				
MEIO -- BECO -- M				

FIG. 4.2 -- ESTRUTURAS PADRONIZADAS DE DISTRIBUICAO NO BRASIL.

- A instalação de cabos pára-raios no topo do poste, não é prevista no padrão das linhas de distribuição. No entanto, quando é utilizada (em projetos especiais), o resultado é ainda desfavorável, devido a alta resistividade do solo no país. Com efeito, se a T.S.I da estrutura é de 100kV seria necessário uma resistência de aterramento por poste de aproximadamente $100/20=5\Omega$. Para uma T.S.I de 300kV a resistência seria de $300/20=15\Omega$. Estes valores são completamente inviáveis nos sistemas de distribuição brasileiros, onde a resistividade média do solo pode chegar a $1000\Omega.m$ ou mais, dependendo da região. Por exemplo, uma haste de 3,0m, diâmetro 19mm (3/4'') apresenta uma resistência de 34Ω em um solo uniforme de resistividade $\rho_a = 100 \Omega.m$ e 342Ω quando a resistividade passa a $1000 \Omega.m$

4.8 Medidas Práticas que Foram Recomendadas

Diante dos fatos expostos no item anterior, verifica-se que as alternativas básicas para melhoria do desempenho das linhas de distribuição atuais, considerando-se o neutro solidamente aterrado, consistem na melhoria da sua T.S.I (elevando-a de 100kV para cerca de 300kV), associado ao emprego de pára-raios de resistor não linear, ou simplesmente empregar estes pára-raios em cada poste, mantendo-se à atual T.S.I

Em princípio, a hipótese de se empregar pára-raios em cada poste, nas condições da tecnologia atual, é descartada devido ao seu alto custo e a pouca confiabilidade dos pára-raios que são empregados em larga escala nos sistemas de distribuição brasileiros (pára-raios de gap, com elemento não linear de carboneto de silício). Mesmo os pára-raios mais modernos com tecnologia a oxido de zinco, são vulneráveis a sobretensões, comuns nos sistemas de distribuição, e a outros fenômenos como por exemplo:

- Instabilidade térmica (dependente da temperatura ambiente, da temperatura da porcelana e da tensão aplicada) que pode provocar um aumento da corrente de fuga em condições normais, e por efeito avalanche danificar o resistor não linear.
- Envelhecimento precoce, com o tempo, e com operações sucessivas (fenômeno ainda em estudo).
- Dificuldades construtivas para manter a estanqueidade e evitar a entrada de umidade.

Uma variante deste último pára-raio com um pequeno gap interno ou externo, promete ser uma alternativa viável, mas não existem dados seguros para sua aplicação generalizada.

A alternativa que restou é o aumento da T.S.I, associada ao uso moderado e estratégico de pára-raios ou centelhadores (descarregadores aéreos). Estes últimos dispositivos, de preço bem mais reduzido que os pára-raios têm a sua aplicação limitada pelo fato de que ao entrarem em disrupção devido a onda impulsiva, não são capazes de extinguir a corrente

subsequente de 60Hz, obrigando a operação dos religadores automáticos antes que os elos fusíveis sejam fundidos.

As formas mais comuns que foram empregadas no aumento da T.S.I das estruturas são as seguintes:

- Recomendação do uso de postes e cruzetas de madeira, ao invés do emprego de concreto.
- Alteração no projeto das estruturas, de forma a eliminar caminhos metálicos diretos entre os pinos dos isoladores e a terra, o que inclui modificação de posições das mãos francesas e dos estais, a fim de introduzir um certo comprimento de madeira no percurso de escoamento da descarga atmosférica.
- Utilização de mãos francesas de fibra de vidro, madeira ou outro material isolante com rigidez mecânica adequada.
- Utilização de isoladores de classes superiores, combinado ou não com as medidas anteriores.

CAPÍTULO 5

PROPOSTA DE UTILIZAÇÃO DA BOBINA DE PETERSEN PARA ATERRAMENTO DO NEUTRO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO BRASILEIROS

5.1 Aspectos Gerais

Conforme visto no capítulo anterior todos os países que utilizam sistemas de distribuição onde as descargas atmosféricas causam os inconvenientes principais (Brasil, Estados Unidos, África do Sul), voltaram as pesquisas de melhoria do desempenho de suas linhas principalmente no sentido de introduzir modificações físicas nas estruturas suportes das redes a fim de garantir a inexistência de disrupção nas mesmas, tanto para descargas diretas quanto para indiretas. As conclusões, inevitavelmente, foram as de adotar medidas para aumentar a T.S.I. das estruturas.

Também os estudos para reduzir as interferências das linhas de distribuição nas redes de telefonia, concluíram pela isolação destas últimas redes das estruturas suportes (caso de uso mútuo dos postes).

No entanto, uma observação importante do ponto de vista dos efeitos das descargas atmosféricas, é que não é propriamente o escoamento das correntes impulsivas (correntes de surtos) que estas descargas originam, que provocam a maioria dos inconvenientes nas redes de distribuição, pois estas correntes apesar de estatisticamente poderem alcançar valores

elevados, são de curtíssima duração (da ordem de alguns microssegundos).

A maioria dos inconvenientes são provocados pela corrente de frequência fundamental (60Hz) que segue o caminho inicial aberto pela sobretensão atmosférica.

Esta afirmativa pode ser justificada considerando os seguintes aspectos:

- Quando as sobretensões, devidas a descargas atmosféricas diretas ou indiretas provocam disrupções nos isoladores das estruturas (fenômeno mais comum), existe uma corrente subsequente de 60Hz que se estabelece no circuito impedindo a extinção do arco inicialmente formado. Esta corrente caracteriza uma falta á terra, e é responsável pela abertura dos disjuntores ou religadores da rede, através da operação dos relés de terra.
- A corrente subsequente existe também na operação dos pára-raios de resistores não lineares com Gap (modelo mais econômico e mais utilizado nas linhas de distribuição). Esta corrente subsequente, que é uma falta a terra de curta duração, impõe aos pára-raios um nível de energia (i^2t) muito superior ao imposto pela própria descarga, já que a corrente de falta a terra é elevada, quando o neutro é solidamente aterrado. A corrente subsequente nos pára-raios dura até a recuperação da sua resistência e a passagem da corrente por zero. Teoricamente o tempo máximo de interrupção é de 0,5 ciclo. No entanto, os pára-raios podem não

desempenhar adequadamente suas funções e demorar alguns ciclos para interromper a corrente subsequente o que pode ocasionar:

- Danificação dos pára-raios ou redução de sua vida útil;
 - operação desnecessária de dispositivos de religamento automáticos;
 - Queima excessiva e desnecessária de elos fusíveis.
-
- À parte da operação dos pára-raios, a corrente subsequente a disrupção nos isoladores com o neutro aterrado, provoca a queima de elos fusíveis, principalmente daqueles de menor corrente nominal. Para evitar sua queima, deve-se utilizar elos com tempos de operação retardados, a fim de permitir a operação dos religadores antes de sua queima. No entanto, esta medida, além de não evitar o desligamento, ainda prejudica a proteção dos equipamentos, introduzindo retardamentos desnecessários.
-
- A corrente subsequente quase que inviabiliza a utilização dos descarregadores aéreos (centelhadores de chifre), dispositivos de construção simples e robusta que poderiam ser utilizados na coordenação de isolamento das linhas de distribuição (Fig. 5.1).

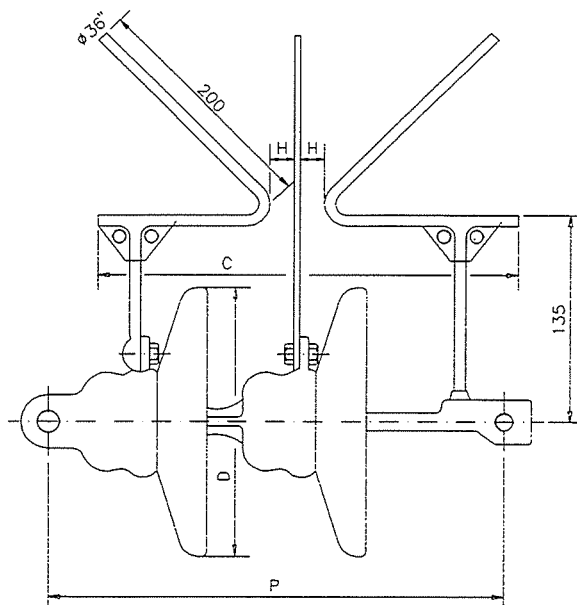


FIG. 5.1 - DESCARREGADOR AEREO DE CHIFRES.

Conforme já afirmado o inconveniente destes dispositivos é que após sua operação, segue-se uma corrente subsequente de 60Hz, que, com o neutro solidamente e multi-aterrado, pode atingir valores muito elevados, não sendo portanto, auto-extinta. Para eliminação da corrente, ou queimam-se os fusíveis ou operam os disjuntores.

Portanto, onde se aplicam os descarregadores aéreos, é obrigatório a utilização de religadores automáticos.

- A corrente subsequente de 60Hz contribui notavelmente para trincamentos e rupturas de isoladores, cruzetas e postes de madeira e mesmo de concreto. Isto justifica a afirmativa já feita de que muitas paradas de manutenção programadas, tem sua origem nas descargas atmosféricas.

- Como já foi também afirmado, recentemente tem sido empregados cabos encapados (mas não isolados para tensão plena) nas redes aéreas primárias de distribuição, de regiões urbanas arborizadas.

Tais cabos permitem que as podas sejam realizadas com menor frequência (embora ainda persistam, por não ser recomendável o contato contínuo destes cabos encapados com os troncos e ramos das árvores).

Verificou-se que nas redes aéreas onde se empregam condutores encapados, o número de rompimentos destes é proporcionalmente maior que nos casos em que são utilizados cabos aéreos nus.

Este fato constitui um perigo adicional, de vez que, quando um condutor encapado se rompe, seu contato com o solo é pobre, dificultando a operação da proteção, e aumentando-se os riscos de acidentes envolvendo pessoas. As pesquisas efetuadas indicam que as causas estão ligadas as sobretensões de origem atmosférica, que perfuram a capa do cabo em ponto localizado do condutor. Após o escoamento da energia do surto de tensão, a corrente subsequente de 60Hz funde o condutor provocando o seu rompimento.

- Embora em menor número, o rompimento de condutores nus pode estar associado também a corrente subsequente de frequência fundamental da rede.

A redução da possibilidade de rompimento, está ligada à possibilidade do arco de 60Hz se deslocar ao longo da linha no sentido fonte-carga quando os condutores são nus.

- Quanto as interferências no sistema de telefonia, a Ref. [1] analisa de forma clara, que os principais inconvenientes causados pelas descargas atmosféricas estão associados também à corrente subsequente de 60Hz que podem provocar:

- Interferências eletromagnéticas durante a circulação da corrente fase-terra.
- Circulação da corrente fase-terra pelo cabo mensageiro, com sua consequente elevação de temperatura, e a possibilidade de danificar a capa do cabo telefônico.
- Em casos extremos existe a possibilidade de fusão e ruptura do cabo mensageiro.
- Desenvolvimento de diferença de potencial entre o cabo mensageiro e a blindagem ou do cabo mensageiro e blindagem para os pares condutores, o que poderá provocar a danificação do cabo, além da possibilidade de atingir equipamentos da central através da condução da corrente de 60Hz pelos pares, mensageiro e blindagem.

Estas são razões pelas quais os estudos apontaram para a necessidade de isolação do cabo mensageiro das estruturas suportes, com isolador adequado.

Além dos inconvenientes já apontados as correntes subsequentes (curtos fase-terra) que escoam pelo sistema de aterramento podem tornar estas redes perigosas para as pessoas, através do desenvolvimento de tensões de passo, toque e transferida.

De um ponto de vista geral, podemos afirmar que o elevado nível de curto-circuito fase-terra, vigente no regime de neutro solidamente aterrado, provoca vários dos inconvenientes já apontados anteriormente, mesmo quando ocorre devido a falhas normais ou acidentais do isolamento, ao invés de ser provocado por descargas atmosféricas. É que, conforme foi visto, os efeitos são devidos aos elevados valores das correntes fase-terra e não à descargas atmosféricas, já que estas simplesmente iniciam um processo o qual permite que as primeiras circulem.

Outro aspecto importante a ser considerado diz respeito à utilização de religadores nas linhas de distribuição brasileiras.

O emprego destes dispositivos é considerado como uma avanço notável na melhoria do desempenho das linhas de distribuição.

De fato, como a grande maioria dos desligamentos são provocados pela corrente subsequente de 60Hz que segue a disrupção nos isoladores (causadas pelas sobretensões atmosféricas), a interrupção momentânea desta corrente subsequente permite a recuperação da isolação (fornecida pela renovação do ar em torno do isolador onde ocorreu a disrupção).

Desta forma cerca de 60% a 70% dos religamentos são bem sucedidos, o que faz do religador, teoricamente, um excelente dispositivo na melhoria da qualidade do fornecimento, pois as interrupções são apenas momentâneas (da ordem de segundos).

No entanto, como já enfatizado, este conceito de interrupção momentânea não é mais aceito na sociedade moderna por razões também já abordadas.

Os principais aspectos a considerar são os de informatização da sociedade como um todo, e os de competitividade das indústrias modernas.

Quanto a informatização é desnecessário dizer da escalada recente na aplicação dos microcomputadores nas indústrias, escritórios, áreas comerciais, indústrias e residências quer urbanas, quer rurais. (A título de exemplo, no momento em que o autor escrevia este capítulo, a IBM lançava no mercado brasileiro a idéia de "um computador em cada casa", Ref. [10]).

Ocorre que os computadores e os equipamentos eletrônicos em geral que empregam microprocessadores (controladores lógicos programáveis e outros equipamentos de automação industrial) são vulneráveis a "Queda Momentânea" de energia. De acordo com a Ref. [38] a tolerância dos equipamentos sensíveis à falta de alimentação é da ordem de apenas $\frac{1}{2}$ (meio) ciclo.

Portanto, a alimentação dos equipamentos sensíveis, só pode ser assegurado atualmente através dos "sistemas ininterruptos de energia" ("U.P.S" "No-Breaks" etc.).

Estes dispositivos, além de onerar o consumidor, introduzem um volume de perdas adicionais significativas no sistema elétrico.

De acordo com pesquisas realizadas nos Estados Unidos, Ref. [39] as perdas adicionais devidas ao emprego dos citados dispositivos naquele país atingiram em 1991 o notável montante de 3184GWh (cerca de US\$ 150 milhões).

Do ponto de vista das indústrias de pequeno e médio porte alimentadas pela rede de distribuição de média tensão a situação não é melhor, já que as mesmas além de estarem informatizadas, ou em processo de informatização, estão empregando equipamentos modernos de controle, automação e supervisão, forçados por uma competição feroz, que está obrigando-as a modernizar e introduzir programas de qualidade (ver item 2.13).

Portanto, qualquer interrupção no fornecimento de energia é totalmente indesejável. Por exemplo, uma paralisação momentânea da rede pela ação dos religadores, obriga o desligamento de todos os motores do processo produtivo, já que os contadores dos mesmos desatracam. Mesmo se os contadores forem retidos por algum processo, seria necessário o desligamento, já que, caso contrário, haveriam fenômenos indesejáveis, como sobrecorrentes devidas a reaceleração simultânea dos motores e conjugados transitórios nos eixos dos mesmos.

Em alguns casos o retorno do processo produtivo ao normal requer horas. Verifica-se, pelo exposto, que os religadores já não estão atendendo as exigências dos consumidores modernos, sendo necessário incorporar outros métodos de melhoria do desempenho nos sistemas de distribuição.

É neste contexto que a Bobina de Petersen pode auxiliar, alterando o comportamento dos sistemas de distribuição face os curtos-circuitos fase-terra e descargas atmosféricas, causas principais das paralisações na atualidade.

5.2 Vantagens do Emprego da Bobina de Petersen

O aumento da T.S.I das estruturas das linhas de distribuição além de torná-las mais caras, pode trazer outros inconvenientes como por exemplo:

- Já que a tensão disruptiva crítica dos isoladores foi aumentada, uma tensão maior chegará nos equipamentos de distribuição, localizados ao longo da linha. Desta forma poderá haver elevação das falhas dos mesmos.
- De forma especial os pára-raios de resistor não linear serão mais solicitados, e certamente terão seu número de falhas aumentados.

Na aplicação da Bobina de Petersen ao invés de aumentar a T.S.I das estruturas, trabalha-se no sentido de controlar as correntes de curto-fase terra, atuando apenas na forma de aterrar o neutro do transformador que alimenta a rede aérea, situado na subestação principal de distribuição. É portanto uma solução localizada.

Pelo princípio de funcionamento da Bobina de Extinção, já tratado em capítulos anteriores, verifica-se que durante a ocorrência de um curto a terra, a corrente, no ponto de curto, se aproxima do valor nulo.

Pela Tabela 5.5, nota-se que 80% dos curtos-circuitos no sistema de distribuição são fase-terra (considerando fase-neutro como fase-terra).

Portanto, o controle do curto fase-terra, através da Bobina de Petersen, poderá evitar um grande número de desligamentos principalmente durante descargas atmosféricas.

Como visto, durante as descargas atmosféricas é a corrente subsequente de 60Hz (curto fase-terra) que provoca praticamente todos os desligamentos.

Podemos antever as seguintes vantagens na aplicação da Bobina de Petersen:

- 1) Possibilidade de trabalhar com a T.S.I das estruturas nos níveis atuais, com melhor proteção para os equipamentos, principalmente transformadores, e menor custo das estruturas.
- 2) Redução drástica na operação dos religadores, pela eliminação da corrente subsequente de 60Hz, que ocorre durante a disrupção dos isoladores nos períodos de descargas atmosféricas.
- 3) Eliminação da corrente subsequente nos pára-raios de resistores não lineares, aumentando-se a confiabilidade e a vida útil destes dispositivos, além de eliminar as operações de fusíveis e religadores causadas pelos mesmos dispositivos.

- 4) Eliminação da queima de elos fusíveis devido à corrente subsequente, na disrupção dos isoladores, durante períodos de descargas atmosféricas.
- 5) Possibilidade de aumentar a utilização dos descarregadores aéreos na coordenação de isolação das linhas de distribuição, o que implica em menor utilização de pára-raios com resistor não linear. Esta possibilidade ocorre também pela eliminação da corrente subsequente de 60Hz.
- 6) Redução do número de trincamentos e rupturas dos isoladores de pinos e cruzetas, com a redução consequente das paradas de manutenções programadas.
- 7) Eliminação das rupturas dos cabos encapados e aéreos, provocados pelas correntes subseqüentes de 60Hz e curtos fase-terra de uma forma geral.
- 8) Redução drástica das interferências nas redes telefônicas ao eliminar a corrente de fase-terra.
- 9) Melhoria fundamental no aspecto de segurança nas redes de distribuição e telefônicas, pela eliminação das tensões de toque, passo e transferida, provocados por curtos fase-terra.
- 10) Possibilidade de economia no aterramento das linhas de distribuição e telefônicas, pois certamente, poder-se-á trabalhar com valores de resistências de aterramento maiores.

- 11) Possibilidade, dependendo das circunstâncias, de operação com uma falta à terra permanente, até que seja detetada e eliminada a falta.

5.3 Histórico e Princípio Funcional da Bobina de Petersen

De acordo com a Ref. [2], a "Bobina de Compensação", "Bobina Ressonante" ou "Bobina Supressora de Arco", ou "Bobina de extinção de arco" foi criada por W. Petersen em 1916, resultado de um trabalho pioneiro na investigação de fenômenos de falta à terra nas linhas de distribuição e transmissão. É um trabalho sem similar, onde uma única pessoa, teve sucesso na análise dos fatos fundamentais, na proposição de uma solução criativa, ao mesmo tempo que apresentou uma exposição teórica completa e lúcida sobre sua invenção.

Suas pesquisas foram relatadas nas revistas alemãs E.T.Z e E.U.M em 1918 e 1919, respectivamente. Os trabalhos de projeto e construção foram realizados também com a contribuição de Jonas, em 1920, ainda de acordo com a Ref. [2].

Conforme figura 4.2 a seguir, o aterramento por Bobina de Compensação ou de Petersen, pode ser realizado com três bobinas ligadas de fase para terra onde o neutro não é acessível ou apenas com uma bobina conectada do neutro para terra. Nesta figura é vista também o circuito equivalente que dá origem a corrente de fase terra total conforme deduções anteriores do capítulo 2.

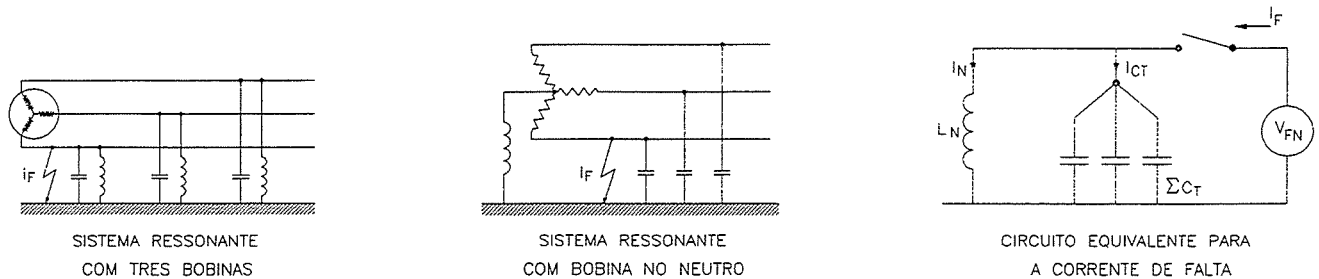


FIG. 5.2

Conforme já deduzido, e também obtido do circuito equivalente da figura 5.2, a corrente na reatância X_N vale:

$$I_N = \frac{V_{FN}}{X_N} = \frac{V_{FN}}{\omega L_N}$$

A corrente total capacitativa vale:

$$I_{CT} = \frac{V_{FN}}{\Sigma X_{CT}} = V_{FN} \Sigma \omega C_T$$

Para que a corrente de falta a terra I_F no ponto do defeito seja nula, a condição a ser preenchida é que $I_N = I_{CT}$ ou:

$$\omega L_N = \frac{1}{\Sigma \omega C_T}$$

O que pode ser traduzida por:

$$L_N = \frac{1}{\omega^2 \Sigma C_T}$$

ou então:

$$\omega^2 L_N \Sigma_{CT} = 1$$

Verificamos das equações anteriores que, a menos das componentes resistivas (perdas no reator e nas capacitâncias) e dos harmônicos de ordem mais alta, é possível tornar a corrente de curto fase terra igual a zero no ponto de defeito.

5.4 Formas e Possibilidades de Aplicação da Bobina de Petersen

A Bobina de Petersen pode ser empregada com maior ou menor grau de sofisticação dependendo da aplicação.

Em sistemas aéreos a sua aplicação é extremamente vantajosa, pela eliminação do arco de frequência fundamental, em torno dos isoladores, como já foi analisado. No entanto, devem ser considerados os casos de linha aérea fixa e linhas aéreas que sofrem modificações frequentes na sua topologia (redes de distribuição das concessionárias).

Em linhas aéreas fixas (linhas de usinas geradoras até o barramento do consumidor, linhas de consumidores fixos etc.), o emprego é simples, pois a bobina não sofre alteração no seu valor de indutância. Uma bobina com tapes alterados manualmente (que serão usados eventualmente na ocasião do "start-up") é suficiente.

Já quando a topologia da rede é frequentemente variada, a bobina requer também alterações frequentes no valor de sua indutância.

Até recentemente este era um dos grandes inconvenientes, pois os recursos técnicos disponíveis eram pequenos, resumindo-se a ajustes finos nos tapes ou alteração do entreferro da bobina (execução tipo embolo móvel).

Além disto os recursos de medição e de controle, para verificação da alteração da rede e posterior modificação da bobina eram também escassos. Apesar disto, conforme Ref. [2] muitos progressos foram feitos, dando origem a esquemas sofisticados, porém caros.

Já a aplicação da Bobina de Petersen em sistemas com cabos isolados, era até desastrosa, tornando-se um inconveniente ao invés de solução.

A diferença consiste em que, no ar, após a passagem da corrente transitória e a extinção do arco de corrente fundamental que se segue, a isolação se recupera, eliminando o defeito, com a rede retornando ao normal.

Em cabos isolados, o rompimento da isolação é definitivo. Mesmo que a descarga inicial seja extinta, não existe recuperação da isolação devido as pequenas distâncias entre o condutor fase e a blindagem dos cabos (média tensão).

Desta forma, o arco no ponto de defeito reacende após o retorno da tensão normal, podendo voltar a extinguir na passagem da corrente por zero. Este processo de extinção e reignição periódica, termina por afetar a isolação adjacente, sendo que em geral o curto evolui de monofásico para polifásico. Um outro inconveniente é que, durante o processo de extinções e reignições sucessivas são geradas sobretensões

transitórias das fases são para terra, conforme já referido no Capítulo 3. Qualquer ponto fraco na isolação destas fases dá origem a um duplo curto à terra em fases diferentes (F-F-T), que provocará, com grande possibilidade, a abertura de mais de um disjuntor, além de introduzir riscos para pessoas e equipamentos.

Deve ser observado que a reignição do arco, em sistemas com cabos isolados se deve a forte componente residual (resistiva) não compensada pela bobina. Esta componente resistiva é uma característica inerente dos cabos isolados, sendo devida as perdas dielétricas nos mesmos.

Na concepção moderna da Bobina de Petersen estes inconvenientes podem ser eliminados, conforme mostrado a seguir.

5.5 Concepção Moderna de uma Bobina de Petersen

Os inconvenientes da Bobina de Petersen na sua concepção mais antiga, consistiam, como abordado no Capítulo 4, na dificuldade de ajuste (sintonia) da bobina quando o sistema possui topologia variável, e na dificuldade de detecção do ramal defeituoso e do local de defeito.

Também a compensação da corrente residual (resistiva) nos cabos isolados constituía-se em inconveniente adicional. No entanto, cremos que, atualmente, estamos em uma época onde os recursos técnicos disponíveis permitem a utilização da Bobina de Petersen de forma a eliminar seus inconvenientes. De fato as

técnicas de aquisição e tratamento de sinais (conversores analógicos digitais associados a softwares baseados em transformada rápida de Fourier, por exemplo), e o controle de energia ativa e reativa através de inversores PWM de alta frequência, permitem uma nova abordagem na aplicação da Bobina de Extinção.

O princípio geral de compensação da componente total residual pode ser visto na Figura 5.3

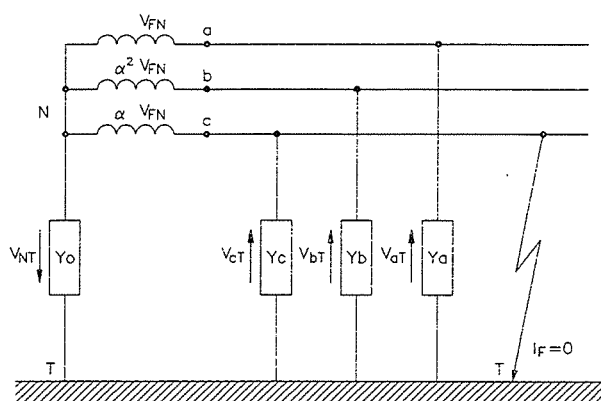


FIG. 5.3 - PRINCIPIO GERAL DE COMPENSAÇÃO.

Observa-se que agora não são considerados somente as capacitâncias de fase para terra, mas é feita uma abordagem geral considerando as admitâncias.

Da figura 5.3 pode-se deduzir que a condição fundamental para que a corrente de uma falta a terra (fase a, b ou c) seja zero é que se tenha respectivamente:

$$\frac{Y_a + \alpha^2 Y_b + \alpha Y_c}{Y_0 + Y_a + Y_b + Y_c} = \frac{V_{NT}}{V_{FN}} = 1, \alpha^2, \alpha$$

Como se deduz da equação acima, o neutro é mantido no mesmo potencial de terra durante o defeito fase-terra, isto é, não existe deslocamento do neutro.

Não se consegue tal objetivo apenas com um elemento passivo no neutro, mas é possível através de uma fonte ativa, capaz de injetar potência complexa no circuito de sequência zero da rede [4].

CAPÍTULO 6

RESULTADOS: UM EXEMPLO DE UTILIZAÇÃO DA BOBINA DE PETERSEN

Em setembro de 1994, no início das chuvas de verão, este autor comandou os testes de entrada em operação de uma Bobina de Petersen para uma linha de distribuição de 34,5kV, pertencente a indústria de extração e beneficiamento de minério, M.B.R (Minerações Brasileiras Reunidas). A linha, com postes e cruzetas de madeira e cerca de 12km, está situada nas montanhas da cadeia da Serra do Curral, na periferia de Belo Horizonte, M.G, interligando as instalações da Mina de Águas Claras com as instalações da Mina de Mutuca, ambas da M.B.R.

Situada em uma região de elevado nível ceráunico (80 dias de trovoadas/ano), e de solo de alta resistividade (cerca de $3000\Omega.m$), esta linha é de extrema importância para as instalações industriais de Mutuca, instalações estas que se encontram totalmente automatizadas, com emprego de PLCs e outros equipamentos modernos de automação.

A queda momentânea do disjuntor situado no início da linha, em Águas Claras, obriga o desligamento de toda a indústria. Após o desligamento, é gasto cerca de uma hora para partida e entrada em operação normal da planta.

Além disto, um número considerável de isoladores e cruzetas eram danificados pela ação das descargas atmosféricas, obrigando a parada da instalação por longo tempo, para manutenção da linha.

S.E. AGUAS CLARAS

4160V

152

7,5 MVA

52

LT. 34,5kV - 12km

PARA S.E. MUTUA.

59N

SINAL

NOTA 1

5-5A

0-5A

A

516

1516

SINAL

SINAL

400A 10s R_N

X_N

NOTA 1: RELACAO DO TP. $\frac{34500}{\sqrt{3}} / \frac{115}{3}$ V

Originalmente o transformador de alimentação da linha, no início da mesma, possuía o neutro aterrado por meio de resistor de baixo valor (limitação em 400A, curto franco). O resistor foi mantido, porém desligado, para auxiliar na eventual pesquisa de um curto permanente, que não fosse localizado facilmente.

No caso de uma tal ocorrência, o resistor é ligado em paralelo com a bobina, sendo então acionado o disjuntor, "queimando-se" o local ou defeito.

A proteção que o autor definiu, é constituída por dois relés de sobrecorrente eletrônicos sensíveis, associados a um relé de tensão de retaguarda, ligado na conexão delta aberto de três TP's monofásicos.

O primeiro relé desliga o disjuntor da linha de 34,5kV e o outro, coordenado com ele, desliga o primário do transformador de alimentação da linha.

O relé de tensão, de retaguarda, possui um tempo ligeiramente superior ao do segundo relé, atuando sobre o mesmo disjuntor.

A sintonia da Bobina foi feita através de testes reais de curto a terra na L.T a vazio. Inicialmente, com o neutro isolado, foi medida a corrente capacitiva, durante um curto à terra. Como a linha não é transposta, mediu-se a corrente capacitiva de cada fase, individualmente, para verificar o desbalanço, embora a priori se soubesse que o desbalanço seria pequeno. Como era previsto, o desbalanço foi praticamente desprezível, da ordem de 0,1 Amperes.

Após a sintonia, foram feitas novos testes de curto fase terra, com a Bobina já em funcionamento. Mediu-se a corrente no neutro e no ponto de defeito, confirmando-se que neste último ponto a corrente era praticamente zero.

A sensibilidade e seletividade da proteção foi testada também. Deve ser frisado que a M.B.R optou pelo desligamento da linha no caso de curto fase-terra permanente, embora esta medida possa ser revista no futuro, após melhor conhecimento do funcionamento do novo sistema.

Em cada estação chuvosa, a linha desligava cerca de 15 a 20 vezes, embora não houvesse registros rigorosos dos mesmos. Após a instalação da Bobina, durante a última estação chuvosa a linha desligou uma única vez, durante descargas atmosféricas. Como após o religamento, houve aceite normal, reajustou-se as temporizações dos relés, observando-se que não houve mais desligamentos.

A linha está em observação quanto a trincamento de isoladores, danificações de cruzetas, postes etc.

Foi a partir do projeto e posta em marcha da Bobina de Petesen nesta linha, que o autor resolveu investigar a possibilidade de aplicação da mesma nos sistemas de distribuição brasileiros.

Esta dissertação representa uma primeira tentativa de divulgação da idéia, afim de incentivar a pesquisa em torno da sua utilização no Brasil.

Como forma de ilustração, são apresentados, nas páginas a seguir:

- Dados reais da bobina que foi utilizada no projeto acima indicado;
- Dimensões Externas - Bobina de Petersen, MOC 39,848/38;
- Placa de Identificação e Diagramática.

Dados Reais da Bobina de Petersen

Projeto executado nas instalações de Águas Claras da M.B.R.
(Minerações Brasileiras Reunidas)

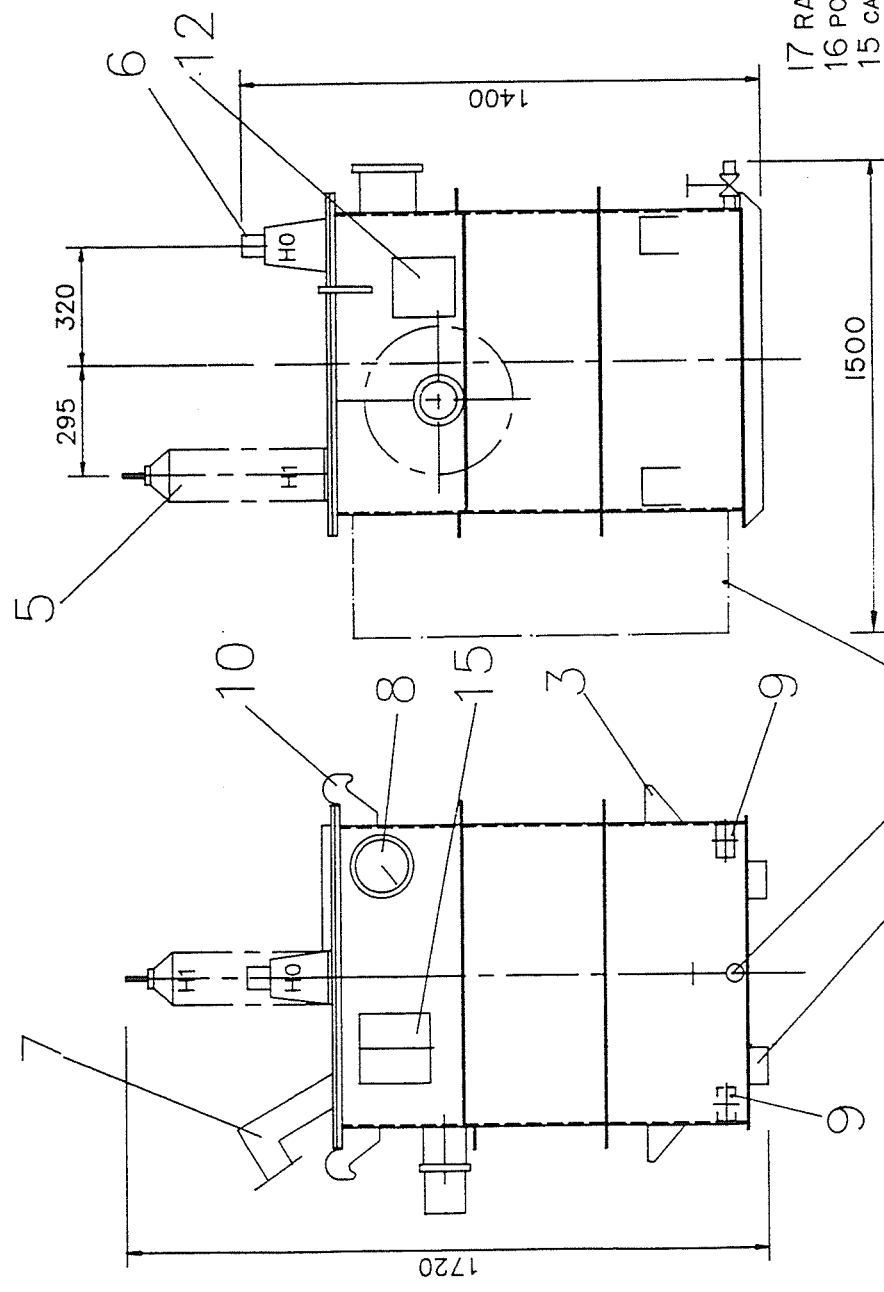
Fabricante:	TRAFO - EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS S.A.
Tensão Nominal:	$34500/\sqrt{3} = 19919$ VOLTS
Frequência:	60Hz
Potência Contínua:	39,84kVA (TAPE MAIS ELEVADO)
T.S.I (Impulso Atmosférico):	125kV
Potência Térmica (2S):	1000kVA
Número de Tapes Disponíveis:	7 TAPES ($\pm 4 \times 5\%$)
Variação de Corrente Possível:	(1,2 a 2,0)A
Tape Central:	1,6A
Isolamento:	A ÓLEO
Transformador de Corrente:	5-5A - EXATIDÃO 0,6C5
Ajustes dos Relés de Sobrecorrente :	51G - 150mA - 1,0 SEGUNDO 52G - 150mA - 1,5 SEGUNDOS
Ajuste do Relé de Tensão:	30 VOLTS - 2,0 SEGUNDOS

TOLERÂNCIAS
QUANDO NÃO INDICADAS
NAS COTAS SERÃO:
ATÉ 1000 ±15
1001 a 2000 ±25
2001 a 3000 ±40
3001 a 4000 ±60
ACIMA DE 4000 ±80

DIMENSÕES EM mm

MASSAS em kg

P.ATIVA	250
TQ. E ACESS.	450
ÓLEO	565
T O T A L	1265



- 17 RADIADOR
- 16 POÇO P/ TERMÔMETRO
- 15 CAIXA DE TERMINAIS DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTES
- 14 VÁLVULA SUPERIOR DE FILTRAGEM DO ÓLEO Ø1"RWG GAVETA
- 13 VÁLVULA INF DE DRENAGEM E FILTRAGEM DE ÓLEO Ø3/4"RWG GLOBO
- 12 PLACA DE IDENTIFICAÇÃO E DIAGRAMÁTICA (4GV5-6146)
- 11 MEIOS PARA SUSPENSÃO DA TAMPA
- 10 MEIOS PARA SUSPENSÃO DO TRANSFORMADOR COMPLETO
- 9 MEIOS DE ATERRAMENTO DO TANQUE (CONECTOR P/CABO DE 50 A 150mm²)
- 8 INDICADOR MAGNÉTICO DE NÍVEL DE ÓLEO DO TRANSFORMADOR
- 7 DISPOSITIVO PARA ALÍVIO DE PRESSÃO
- 6 BUCHA DO NEUTRO DE A.T. (4NG7-0078/1)
- 5 BUCHA DE A.T. (4NG7-0057/1)
- 4 BASE PARA ARRASTAMENTO
- 3 APOIO PARA MACACO
- 2 ABERTURA PARA INSPEÇÃO
- 1 ACIONAMENTO DO COMUTADOR DE DERIVAÇÕES SEM TENSÃO

TAG : 106-RE-01

ELABORADO	CONTROLADO	VISTO
DATA 11-2-92		
NOME		
ESCALA:		

DIMENSÕES EXTERNAS
BOBINA DE PETERSEN
MOC 39,838/38

TRAFO

EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS

SUBSTITUI:

SUBSTITUÍDO POR:

3GV1-6143



EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS S.A.
GRAVATAÍ-RS C.G.C.: 90.286.105/0005-75

BOBINA DE PETERSEN

ANO TIPO MOC 39,84 / 38 Nº

FREQÜÊNCIA 60 Hz Nº DE FASES 1 POTÊNCIA CONTÍNUA 39,84 kVA RESFRIAMENTO ONAN

POTÊNCIA TÉRMICA NOMINAL (2s) 1000 kVA

LIMITE DE ELEVACÃO DE TEMPERATURA { ENROLAMENTO 55 °C
ÓLEO 50 °C

NÍVEIS DE ISOLAMENTO - TENSÕES SUPORTÁVEIS -		H1	H0
FREQ. INDUSTRIAL (1min.)	kVef	50	50
IMPULSO ATMOSFÉRICO	kVcr	125	125

LÍQUIDO ISOLANTE	TIPO	VOL.	MASSA	PARTE ATIVA	TQ. ACESSÓRIOS	LÍQUIDO ISOL.	TOTAL
	B	550	kg	250	300	500	1050

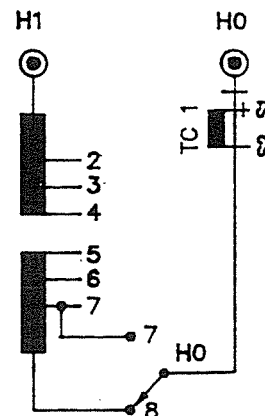
NORMA NBR 5119/82

MANUAL DE INSTRUÇÕES

TAG 106-RE-01

TC 1	
RELAÇÃO	LINHAS
5-5A	S1-S2
CLASSE: 0,6 C 5	
USO: MEDIÇÃO	

LINHA: H1 NEUTRO: H0					
VOLTS	AMPÈRES	COMUTADOR		PAINEL LIGAR	POTÊNCIA kVA
		POS.	LIGA		
19919	2,0	1	2 - 7	HO - 7	39,84
	1,9	2	2 - 6		37,85
	1,8	3	3 - 6		35,85
	1,7	4	3 - 5		33,86
	1,6	5	4 - 5		31,87
	1,5	1	2 - 7	HO - 8	29,87
	1,4	2	2 - 6		27,88
	1,3	3	3 - 6		25,89
	1,2	4	3 - 5		23,90



- INDÚSTRIA BRASILEIRA -

4GV5-6146-A

4 FUROS
Ø 5mm

P/ FIXAÇÃO DA PLACA USAR SUPORTE ÍTEM 2 EF-0297 N
GRAVAÇÃO EM BAIXO RELEVO

MATERIAL: AÇO INOX ESPESSURA: 0,8mm

OS SERÃO PREENCHIDOS APÓS A REALIZAÇÃO DOS TESTES

TAG: 106-RE-01

	ELABORADO	CONTROLADO	VISTO
DATA	18-3-92		18-3-92
NOME	<i>[Signature]</i>		<i>[Signature]</i>



EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS S. A.

ESCALA:
1:1

PLACA DE IDENTIFICAÇÃO E
DIAGRAMÁTICA

SUBSTITUI:

SUBSTITUIDO POR:

4GV5-6146

130

CAPÍTULO 7

CONCLUSÃO - PROPOSTAS DE CONTINUIDADE DO TRABALHO

Os fatos expostos nesta dissertação mostram que a Bobina de Petersen pode ser uma solução vantajosa para a maioria das redes de distribuição brasileiras, contribuindo para uma melhoria considerável no seu desempenho.

O autor reconhece as dificuldades de modificação do regime atual de aterramento do neutro, que vem sendo empregado desde longa data. Trata-se de uma mudança de tecnologia e de cultura, que, no entanto, o país já se acha maduro para suportar. Temos universidades e órgãos de pesquisa aparelhados para análise, testes e experimentos diversos, além de programas de financiamento para pesquisa. As concessionárias de distribuição de energia se encontram organizadas, mantendo estreito contato entre si e periodicamente são feitos seminários nacionais com grande participação e representatividade. Contribui ainda o fato de que uma onda de modernidade e sobretudo busca de qualidade, envolve o país, e, portanto, as condições são favoráveis.

O autor já havia iniciado este trabalho, quando foi publicada a Ref. [4], a qual mostra que a França modificará o regime de aterramento dos seus sistemas de distribuição, passando-os de aterrado por resistor de baixo valor para Bobina de Petersen, reconhecendo as novas possibilidades de aplicação deste dispositivo, que surgiram com as técnicas modernas de análise de sinais e os recursos da eletrônica de potência.

Atualmente estamos pesquisando também o emprego da Bobina de Petersen na indústria, onde ela poderá igualmente contribuir para a redução drástica no número de desligamentos.

No nosso entender existem alguns aspectos que devem ser pesquisados, para dar continuidade a esta dissertação:

- Simulações de transitórios na rede, com a presença da Bobina de Petersen.
- Levantamento das dificuldades reais de aplicação da bobina, face as práticas de instalação de cada concessionária de distribuição.
- Implementação dos equipamentos de aquisição de dados e da eletrônica de potência, necessários ao ajuste da bobina.
- Escolha e implementação de um sistema de detecção de falta a terra de alta impedância.

CAPÍTULO 8

BIBLIOGRAFIA

- [1] PAULINO, J.O.S.; "Influências de curtos-circuitos das redes de distribuição sobre redes telefônicas em uso mútuo de posteação".
Dissertação de mestrado - Curso de Pós-Graduação em engenharia elétrica da U.F.M.G, PP. 15-16, Belo Horizonte, 1985.
- [2] WILLIAM, R.; WATERS, M.; "Neutral Grounding in High-voltage Transmission", Elsevier Publishing Company, 1956.
- [3] ROYLE, J.B.; "System Earthing", Analysis and Protection of Power Systems; Course GEC Measurements, publicação não datada.
- [4] GRIFFEL, D.; HARMANO Y.; Nouvelles Techniques de Mise a la Terre des Neutres Sur le Réseaux à Moyenne Tension; R.G.E, N°11, 1994.
- [5] WAGNER, C.F.; EVANS R.D.; "Symmetrical Components", McGraw-Hill Book Company, New York and London, 1933.
- [6] TITARENKO, M.; NOSKOV-DUKELSKY, I.; "Protective Relaying In Electric Power Systems", Peace Publishers Moscow, publicação não datada.
- [7] GEC MEASUREMENTS; "Protective Relay Application Guide", The General Electric Company Limited of England, 1985.

- [8] FURNAS, CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.; "Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento", Universidade Federal Fluminense, Editora Universitária, publicação não datada.
- [9] HARPER, G.H.; "Técnicas de las Altas Tensiones"; Editorial Limusa, México 1974; Volumes I e II.
- [10] RAGALLER, K.; "Surge in High-Voltage Networks", Plenum Press, New York and London, 1979.
- [11] VERSCHOORE, J.; "Esquemas de Aterramento em Redes Industriais de M.T", Revista Eletricidade Moderna, MM Editora; Nº 196, pp. 23-33, Julho, 1985.
- [12] WESTINGHOUSE ELETRIC CORPORATION; "Electrical Transmission And Distribution Reference Book"; Fourth Edition, 1950.
- [13] COSTA, P.F.; "Aterramento do Neutro com Resistor de Alto Valor", Revista Eletricidade Moderna, MM Editora; pp. 16-18, Julho, 1989.
- [14] COSTA, P.F.; "Menos Paralisações e maior Segurança Pessoal nos Sistemas de B.T", Revista Eletricidade Moderna, MM Editora; pp. 42-45, Dezembro, 1992.
- [15] TENSCHERT, W.; "Fault Location in Radial Networks", Transmission and Distribution International, Third Quarter, 1994, pp. 54-56.

- [16] AUTORES DIVERSOS; "Insulation Deterioration Monitoring System For Ungrounded Power Distribution Systems"; IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, Nº2, April, 1994.
- [17] CIPOLI, J.A.; "Engenharia de Distribuição", Qualitymark Editora, R.J, 1993.
- [18] SANTOS, I.M.; "Modelamento e Cálculo de Indução Magnética de Linha de Energia Elétrica em linha Telefonica"; Dissertação de Mestrado - Curso de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da U.F.M.G, 23 de Novembro de 1990.
- [19] ARAUJO, A.E.A.; "Melhoria do Desempenho de Estruturas de Linhas Elétricas de Distribuição frente a Descargas Atmosféricas", Dissertação de Mestrado - Curso de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da U.F.M.G, 20 de dezembro de 1983.
- [20] SALDANHA, R.R.; "Estudo do Desempenho de Estruturas de Madeira para Sistemas de 138kV, sem Blindagem dos Cabos Pára-raios operando com elementos válvulas", Dissertação de Mestrado - Curso de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da U.F.M.G, 28 de dezembro de 1983.
- [21] BARBOSA, C.F.; "Indução Magnética de Linhas de Energia Elétrica em Linhas de Telecomunicações", Dissertação de Mestrado - Curso de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da U.F.M.G, 01 de julho de 1988.

- [22] PORTO, E.W.; "Cálculo de Sobretensões em de Linhas de Distribuição devido a Descargas Atmosféricas Laterais", Dissertação de Mestrado - Curso de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da U.F.M.G, 22 de setembro de 1990.
- [23] MIRANDA, G.C.; "Representação e Modelagem do Sistema de Transmissão para o Cálculo das Sobretensões na entrada da Subestação Decorrentes de Descargas Atmosféricas", Dissertação de Mestrado - Curso de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da U.F.M.G., 17 de abril de 1990.
- [24] FONSECA, A.F.L.; "Cálculo de Campos Eletromagnéticos e da Resposta Transitória de uma Linha Monofásica Infinita devido a Incidência de uma Descarga Atmosférica em Solo de Resistividade Zero" - Curso de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da U.F.M.G., 18 de junho de 1970.
- [25] LOPES, I.J.S.; "Estudo do Comportamento de um Condutor Multi-aterrado frente a Tensões Induzidas por Descargas Atmosféricas", Dissertação de Mestrado - Curso de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da U.F.M.G, 19 de junho de 1990.
- [26] FERREIRA, P.H.N.; "Tensão Induzida em um Cabo Telefônico por Corrente Circulando na sua Blindagem", Dissertação de Mestrado - Curso de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da U.F.M.G, 21 de junho de 1990.

- [27] BOAVENTURA, W.C.; "Estudo da Tensão Induzida em Linhas Aéreas por Descargas Atmosféricas Laterais utilizando Técnicas de Modelo Reduzido, considerando a Condutividade Finita do Solo ", Dissertação de Mestrado - Curso de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da U.F.M.G, 22 de junho de 1990.
- [28] SILVA, P.R.; "Técnica Alternativa para Detecção de Falhas de Alta Impedância", Dissertação de Mestrado - Curso de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da U.F.M.G, 27 de março de 1992.
- [29] STARLING, R.P.; "Estudo da Aplicação da Técnica de Rusck e de Modelos Probabilísticos ao Cálculo de Tensões Induzidas por Descargas Atmosféricas", Dissertação de Mestrado - Curso de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da U.F.M.G, 18 de dezembro de 1992.
- [30] COSTA, E.M.O.; "Projeto de Sistema de Proteção de Edificações Contra Descargas Atmosféricas assistido por Computador", Dissertação de Mestrado - Curso de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da U.F.M.G, 18 de agosto de 1995.
- [31] BAKER, D.S.; "Charging Current data For Guesswork-Free Design of High-resistance Grounded Systems" IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. IA-15, Nº2, March/April, 1979.

- [32] BURKE, J.J., LAWRENCE, D.J.; "Characteristics of Fault Current on Distribution Systems", IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, N°1, Janeiro, 1984.
- [33] BARBOSA, C.; ROSSI, J.A.; JUAQUIM A.; BIAJUTO, A.S.; "Projeto PROTEL e sua Implantação na TELESP"; Revista TELEBRAS, Edição Tecnologia, 18(61), Setembro, 1994.
- [34] BRANDÃO, C.A.L., (CEMIG), PAULINO, J.O.S., (EEUFMG) "O Desempenho das Estruturas Face a Descargas Atmosféricas". Revista Eletricidade Moderna, MM Editora, abril, 1995.
- [35] ARTIGO SEM AUTOR; "Costa Carvalho: As Concessionárias se Organizam em Busca de Negócios no Exterior". Revista Eletricidade Moderna, MM Editora, N°240, março, 1994.
- [36] MC DERMOTT, T.E.; SHORT, T.A.; ANDERSON, J.G.; "Lightning Protection of Distribution Lines", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.9, N°1, January, 1994.
- [37] GELDENHUYS, H.J.; GAUNT, C.T.; "Insulation Co-ordination of Rural Distribution Lines", Seminário de Distribuição, Belo Horizonte, de 11 a 14 de Novembro, 1990.
- [38] COSTA, P.F.; SANTOS, I.M.; "Comportamento de Equipamentos Sensíveis face a Distúrbios na Rede: A Curva CBEMA. Revista Eletricidade Moderna, MM Editora, N°243, Junho, 1994.

- [39] ARTIGO SEM AUTOR; "Energia Customizada, novo Mercado para as Concessionárias". Revista Eletricidade Moderna, MM Editora, Nº238, Janeiro, 1994.
- [40] ARTIGO; "Planos da IBM para o Brasil", Jornal Gazeta Mercantil, Terça-feira, Julho de 1995. Página C-1.
- [41] BARBOSA, C.F.; CANÇADO, M.A.; JOAQUIM, A.F.; CASTRO, J.; "Proteção da Rede Externa de Telecomunicações Contra Danos de Origem Elétrica"; Revista Eletricidade Moderna, MM Editora, Nº259, Outubro, 1995.