



GSI - ENGENHARIA E CONSULTORIA LTDA.

GSI Nº: ART055-09 - CD 382-09



ATUAÇÃO DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DEVIDO FALTAS A TERRA EM SISTEMAS ISOLADOS

João Roberto Cogo

Artigo publicado na Revista Eletricidade Moderna - Ano XXVII, nº 302 - Maio de 1999 - páginas 126 à 135

Revisão 0 - Emissão Inicial.

Documentos de Referência: ART602-08 - CD 311-08

Páginas: capa+ 15 Nº pág inicial 1 Nº pág final 15

Distribuição

Disponível para o Site da GSI

Rev.	Data/Autor	Data/Verificado	Data/Aprovado	Data/Emissão Original	Observações
0	10.01.09 - JRC	10.01.09 - JRC	10.01.09 - JRC	10.01.09 - JRC	Pra Informação
a					
b					
c					

1 - OBJETIVO

Os sistemas industriais que possuem cargas de alta potência e principalmente aquelas que utilizam pontes conversoras e que normalmente não podem sofrer interrupção no fornecimento de energia de um modo geral recebem energia elétrica não só da concessionária local, mas possuem geração própria não só para manter o sistema em operação, mas também pelo fato da qualidade da energia elétrica no que diz respeito a interrupção deixar bastante a desejar.

Assim este trabalho tem como objetivo apresentar a análise de uma ocorrência originada por uma falta a terra em um sistema isolado, onde, muitos técnicos da área acreditam que, não deveria haver sobrecorrentes devido a tais tipos de falhas, mas na prática a ação do sistema de proteção indica exatamente o contrário, ou seja, ocorrem atuações indevidas no sistema de proteção.

2 - DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

2.1 - ART162-05; ART231-99 - Atuação de proteção de sobrecorrente devido faltas a terra em sistema isolados.

3 - SISTEMA EM ANALISE

Para limitar as correntes de faltas a terra, responsáveis por mais de 70% das ocorrências, os grandes sistemas elétricos de distribuição de energia nas indústrias não são solidamente aterrados.

Assim para analisar a distribuição das correntes de falta a terra, durante a sua fase sustentada considera-se o sistema elétrico mostrado na FIGURA 1 a seguir.

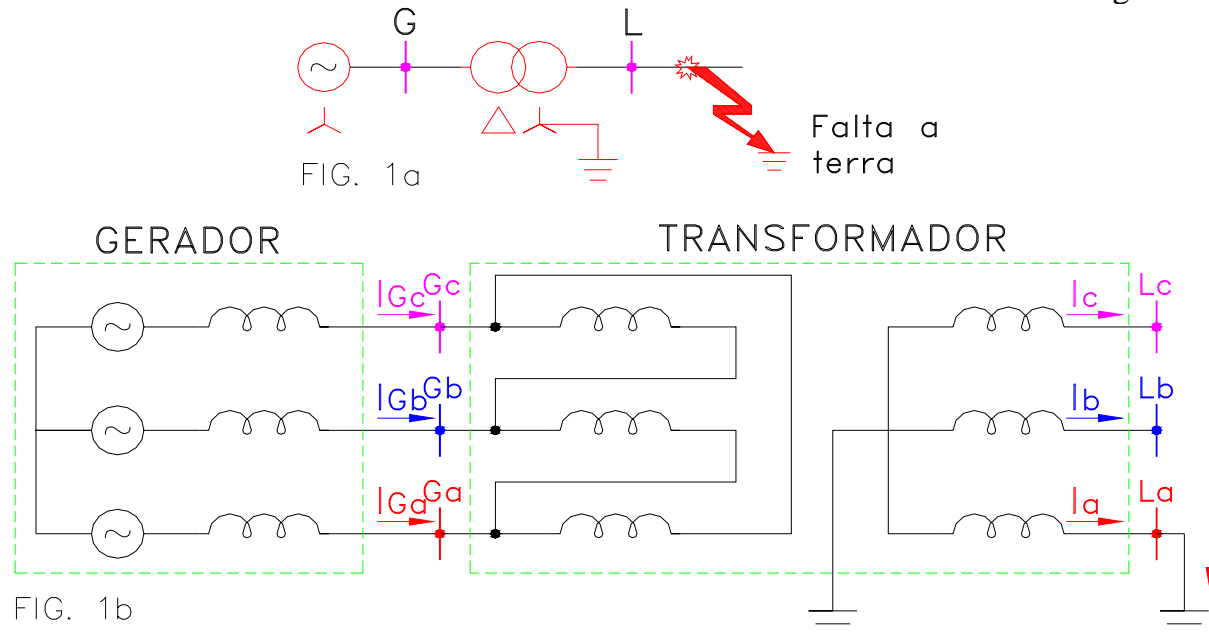


FIGURA 1 - SISTEMA EM ANALISE

- a - Diagrama unifilar;
- b - Diagrama trifilar.

A título de exemplo admita que o sistema da FIGURA 1 apresenta os seguintes dados:

Gerador:

Potência nominal..... 1,732 MVA
 Tensão nominal..... 10 KV
 Corrente nominal0,1 KA
 $X''_d = X_{G1} = X_{G2} = X_{G0}$ 10%
 Resistências..... desprezível

Transformador:

Potência nominal..... 1,732 MVA
 Tensão nominal primária (lado G)..... 10 KV
 Tensão nominal secundária (lado L)..... 1 KV
 $X_T = X_{T1} = X_{T2} = X_{T0}$ 10%
 Corrente nominal primária (lado G)0,1 KA
 Corrente nominal secundária (lado L) 1 KA

Para o sistema em análise, para um curto-circuito fase-terra na lado estrela aterrado do transformador, as correntes de seqüência zero não aparecem no lado do gerador, pois a conexão delta do transformador faz com que as mesmas só circulem em seus interiores.

Neste caso os componentes das correntes de seqüências positiva, negativa e zero são iguais e obtidas do circuito mostrado na FIGURA 2 a seguir. O cálculo das correntes de falta no lado L (I_f), feito em termos de componentes de seqüência permite facilmente [1] concluir que:

$$I_f = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$$

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = 1 / (Z_1 + Z_2 + Z_0)$$

Logo,

$$I_f = 3 / (Z_1 + Z_2 + Z_0)$$

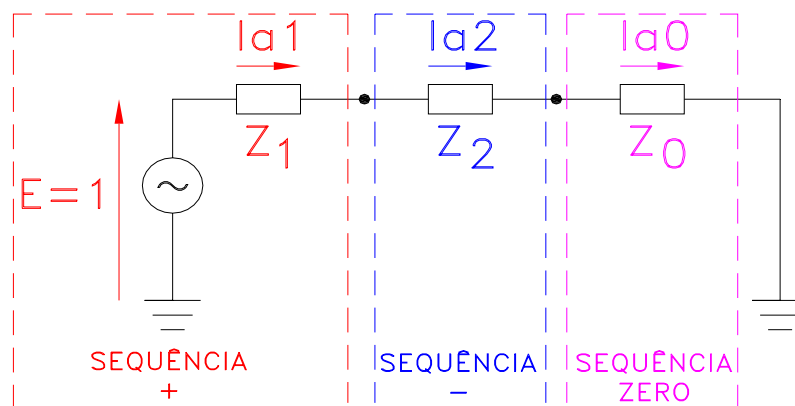


FIGURA 2 - DIAGRAMA TÍPICO UTILIZADO PARA CÁLCULO DE FALTAS A TERRA

O sistema em análise da FIGURA 1 apresenta os diagramas de seqüências positiva, negativa e zero, conforme mostra a FIGURA 3.

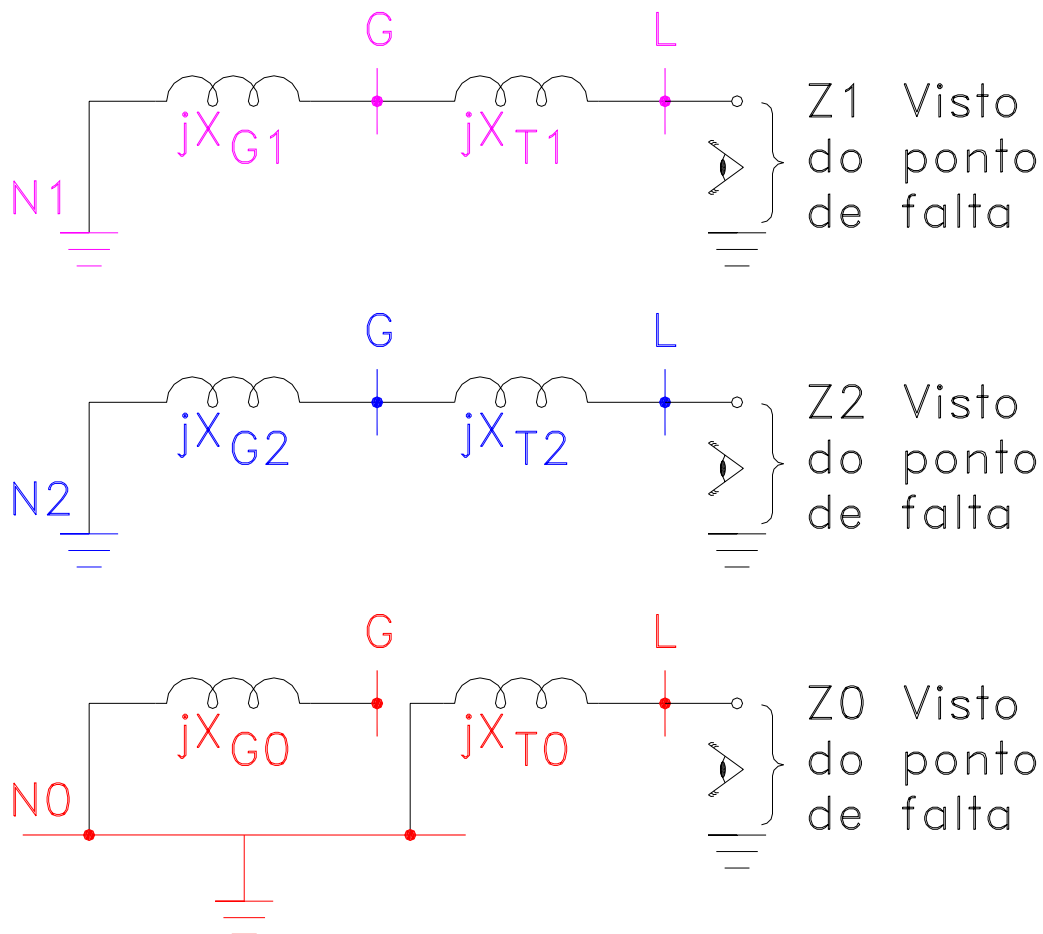


FIGURA 3 - IMPEDÂNCIAS DE SEQÜÊNCIA POSITIVA (Z_1), NEGATIVA (Z_2) E ZERO (Z_0) “VISTAS” DO PONTO DE FALTA.

Com base nos dados fornecidos, tem-se:

$$Z_1 = Z_2 = j0,1 + j0,1 = j0,2$$

$$Z_0 = j0,1$$

Numericamente, a corrente de falta a terra será:

$$I_f = I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$$

Como os componentes de seqüências positiva, negativa e zero são iguais ou seja $I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$ tem-se:

$$I_f = I_a = 3I_{a1} = 3 \cdot E / (Z_1 + Z_2 + Z_0) = 3 \cdot 1 / j(0,2 + 0,2 + 0,1) = -j0,6 \text{ [pu]}$$

Ou em valores reais (módulo), para o secundário do transformador, lado L, tem-se:

$$I_f = I_a = -j0,6 * I_{baseL}$$

$$I_{baseL} = S_{base} / (\sqrt{3} * U_{base1}) = 1,732 / (\sqrt{3} * 1) \cong 1 \text{ [KA]}$$

Portanto, em módulo tem-se:

$$I_f = I_a = 0,6 \text{ [KA]}$$

Para as fases b e c (ainda no lado L), tem-se:

$$I_b = I_{b1} + I_{b2} + I_{b0}$$

$$I_c = I_{c1} + I_{c2} + I_{c0}$$

Considerando-se ainda que $I_{a1} = I_{a2}$ (lados G e L) observa-se, conforme [1], que:

$$I_{b1} = a^2 I_{a1}$$

$$I_{b2} = a I_{a1} = a I_{a2}$$

$$I_{c1} = a I_{a1}$$

$$I_{c2} = a^2 I_{a1} = a^2 I_{a2}$$

Portanto, pode-se escrever:

$$I_b = a^2 I_{a1} + a I_{a1} + I_{a0}$$

$$I_c = a I_{a1} + a^2 I_{a1} + I_{a0}$$

Como:

$$a^2 I_{a1} + a I_{a1} + I_{a1} = 0$$

tem-se:

$$a^2 I_{a1} + a I_{a1} = -I_{a1}$$

Logo:

$$I_b = -I_{a1} + I_{a0}$$

$$I_c = -I_{a1} + I_{a0}$$

Nas fases não sujeitas a falta (vide FIGURA 1) tem-se $I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$ e, portanto:

$$I_b = 0$$

$$I_c = 0$$

O que é óbvio de se concluir, de acordo com a FIGURA 1b.

Para o sistema da FIGURA 1 o diagrama de seqüência deve ser considerado utilizando-se os diagramas de impedância da FIGURA 3, resultando aquele indicado na FIGURA 4 a seguir:

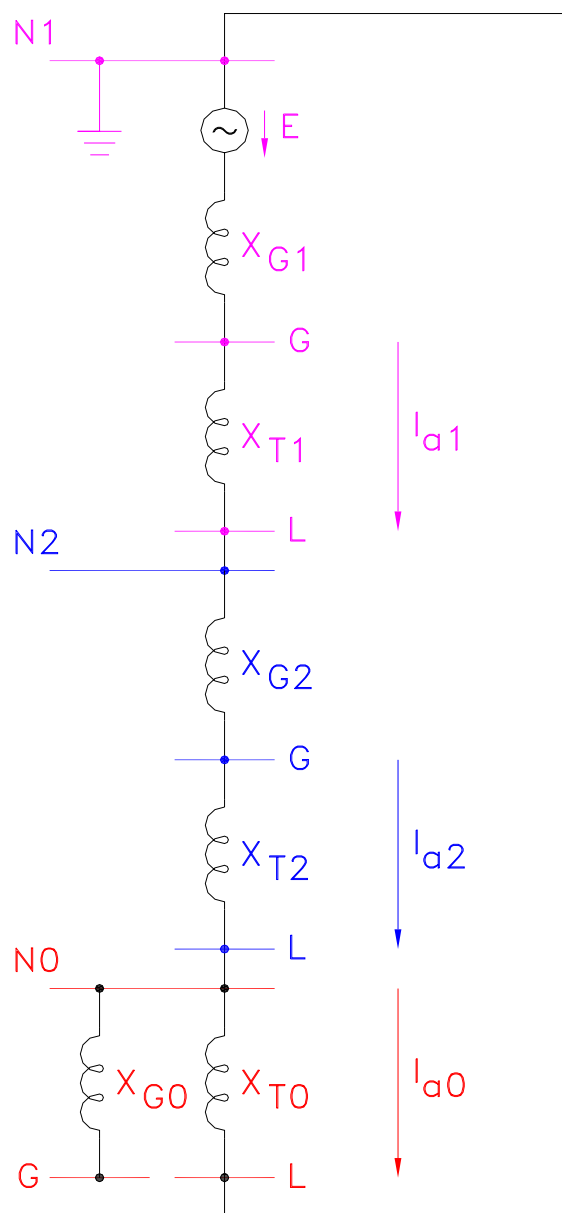


FIGURA 4 - DIAGRAMA DE SEQÜÊNCIA PARA FALTA A TERRA NA FASE A DO LADO L DO SISTEMA DA FIGURA 1

Neste caso, para o exemplo em análise tem-se:

$$\mathbf{I}_{a1} = \mathbf{I}_{a2} = \mathbf{I}_{a0} \quad 1/3\mathbf{I}_a = 2 \text{ [KA]} \text{ no ponto de falta.}$$

Aparentemente sob o ponto de vista de muitos técnicos têm-se duas hipóteses:

- a - Não existem correntes nas fases a, b e c no lado G (vide FIGURA 1) ($\mathbf{I}_{Ga} = \mathbf{I}_{Gb} = \mathbf{I}_{Gc} = 0$), visto que a corrente de falta a terra no lado L circula apenas no delta do transformador;
- b - Os programas comerciais disponíveis de cálculo de curto-circuito, que não consideram a defasagem angular da conexão delta-estrela, para os componentes de seqüência positiva e negativa, levam aos resultados equivocados abaixo:

$$\mathbf{I}_{Ga} = 0,4 \text{ [KA]}$$

$$\mathbf{I}_{Gb} = 0,2 \text{ [KA]}$$

$$\mathbf{I}_{Gc} = 0,2 \text{ [KA]}$$

Estes valores de corrente são calculados pelos programas padrões tomando-se por base, neste exemplo que a relação transformação é 10 e não existe corrente de seqüência zero, no lado G. Portanto, esta hipótese assume, erradamente que:

$$\mathbf{I}_{Ga} = \mathbf{I}_{Ga1} + \mathbf{I}_{Ga2} + \mathbf{I}_{Ga0}$$

$$\mathbf{I}_{Gb} = \mathbf{I}_{Gb1} + \mathbf{I}_{Gb2} + \mathbf{I}_{Gb0}$$

$$\mathbf{I}_{Gc} = \mathbf{I}_{Gc1} + \mathbf{I}_{Gc2} + \mathbf{I}_{Gc0}$$

Considera ainda que no lado G as correntes de seqüência zero são nulas ou seja:

$$\mathbf{I}_{GA0} = \mathbf{I}_{Gb0} = \mathbf{I}_{Gc0} = 0$$

Com base nesta hipótese, a “princípio” correta pode-se escrever:

$$\mathbf{I}_{Ga} = \mathbf{I}_{Ga1} + \mathbf{I}_{Ga2} + 0 = 2\mathbf{I}_{Ga1}$$

$$\mathbf{I}_{Gb} = \mathbf{I}_{Gb1} + \mathbf{I}_{Gb2} + 0 = a^2 \mathbf{I}_{Ga1} + a \mathbf{I}_{Ga1} = -\mathbf{I}_{Ga1}$$

$$\mathbf{I}_{Gc} = \mathbf{I}_{Gc1} + \mathbf{I}_{Gc2} + 0 = a \mathbf{I}_{Ga1} + a \mathbf{I}_{Ga2} = -\mathbf{I}_{Ga1}$$

Como as correntes de seqüência positiva (e negativa) são equilibradas e a relação de transformação de exemplo é de 10 pode-se, por “hipótese”, escrever:

$$\mathbf{I}_{Ga1} = \mathbf{I}_{a1}/10 = 2/10 = 0,2 \text{ [KA]}$$

Logo em módulo:

$$I_{Ga} = 0,4 \text{ [KA]}$$

$$I_{Gb} = 0,2 \text{ [KA]}$$

$$I_{Gc} = 0,2 \text{ [KA]}$$

Por outro lado, a corrente de falta trifásica no lado L, é dada por:

$$I_{L3F} = 1/Z_1 = 1/j(0,1+j0,1) = 5 \text{ [pu]}$$

$$I_{L3F} = 5 * I_{baseL} = 5 * 1 = 5 \text{ [KA]}$$

No lado G a corrente de fase correspondente a uma falta trifásica no lado L é dada por:

$$I_{G3F} = 5/10 = 0,5 \text{ [KA]}$$

4 - ANÁLISE DA FALTA VIA COMPONENTES DE FASE

Considere o sistema apresentado na FIGURA 1b com a corrente de falta a terra no lado já calculada.

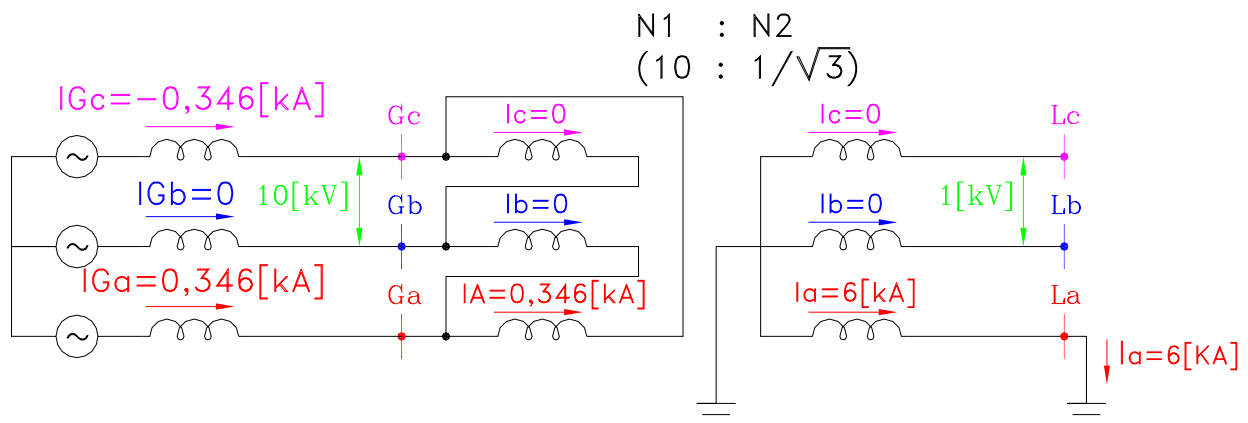


FIGURA 5 - ANALISE DE FALTAS VIA COORDENADAS DE FASE.

Considerando que a relação entre as espiras (N_1/N_2) do transformador é neste caso:

$$N_1/N_2 = 10/(1/\sqrt{3}) = 10 * \sqrt{3}$$

Tem-se em módulo:

$$I'_{Ga} = I_a * (N_2/N_1) = 6/(10 * \sqrt{3}) = 0,346 \text{ [KA]}$$

Note que de acordo com a FIGURA 3 tem-se

$$I_b = I_c = 0$$

e, portanto,

$$I'_{Gc} = I'_{Gb} = 0$$

Assim:

$$I_{Ga} = I_{Ga} = 0,346 \text{ [KA]}$$

$$I_{Gb} = 0$$

$$I_{Gc} = -I'_{Ga} = 0,346 \text{ [KA]}$$

Ou seja, para uma falta a terra no lado L tem-se, no lado G, correntes em apenas duas fases.

Portanto, caso o sistema de proteção não esteja prevendo tal situação para uma falta a terra, no lado estrela aterrada poderá desligar, indevidamente, o disjuntor, no lado triângulo ocorrendo a perda do gerador. Em outras palavras, um curto circuito fase terra no lado L (estrela aterrada) transformou-se em curto circuito bifásico no lado G da fonte (isolada ou em delta).

Os programas comerciais para cálculos de faltas a terra testados inclusive os de renome mundial apresentam este tipo de erro e, portanto os usuários devem ficar alerta, pois os erros cometidos são da ordem de 16% a 42%.

$$(1-0,2/0,346) \cong 42\%$$

$$(1-0,4/0,346) \cong 16\%$$

Os programas que calculam as correntes de curto circuito assimétricas utilizando coordenadas de fase não apresentam este problema. Teste com o programa MICROTRAN [2] apresentou resultados corretos.

O correto, para os programas convencionais de cálculo de curto circuito, seria usar uma base adequada para as faltas assimétricas e levar em conta que o transformador conectado em delta irá defasar as correntes, neste caso, em 30° e, portanto deve-se considerar a composição fasorial das correntes no lado delta como ilustra a FIGURA 6 a seguir.

Destaca-se ainda que, neste caso, a conversão dos valores de seqüência para os de fase deve levar em conta que, em módulo, tem-se a corrente a uma fase nula e nas outras duas como sendo.

$$2 \cdot I_{a1} \cdot \cos 30^\circ = I_{a1} \cdot \sqrt{3}$$

Para o exemplo em análise tem-se:

$$[1 / (Z_1 + Z_2 + Z_0)] * \sqrt{3} = [1 / (0,2+0,2+0,1)] * \sqrt{3} = 2 * \sqrt{3} \cong 3,46 \text{ [pu]}$$

ou ainda,

$$3,46 * I_{baseG} = 3,46 * [1,732 / (\sqrt{3} * 10)] \cong 0,346 \text{ [KA]}$$

As impedâncias equivalentes de “Thevenin” de seqüências positiva, negativa e zero vistas do ponto de falta podem ser determinadas considerando-se a FIGURA 6 a seguir:

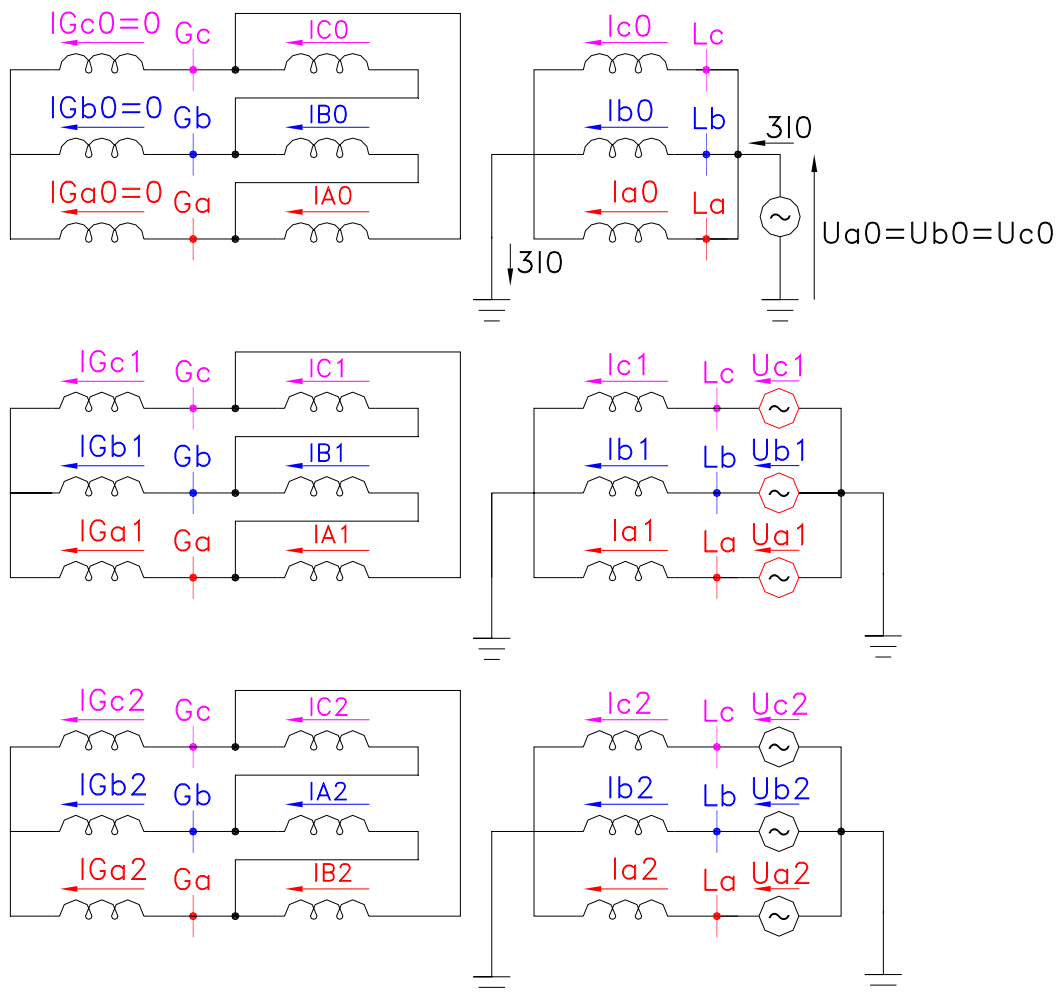
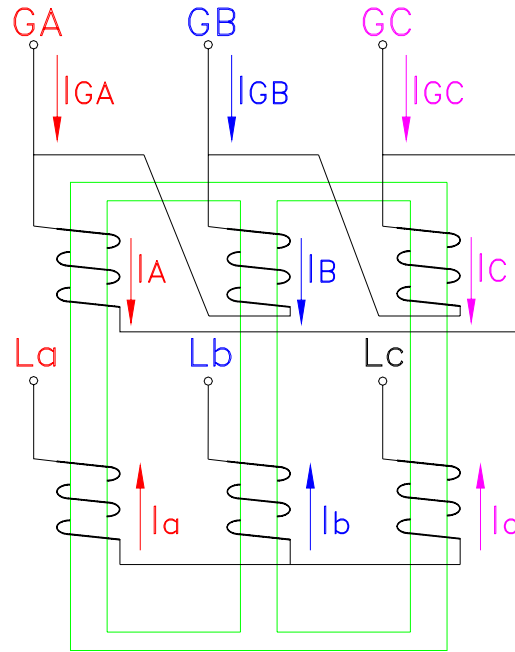


FIGURA 6 - DETERMINAÇÃO DOS COMPONENTES DE SEQÜÊNCIA POSITIVA, NEGATIVA E ZERO VISANDO O CÁLCULO DAS CORRENTES DE FASE DEVIDO A FALTA A TERRA.

O transformador conectado entre as barras G (G_a , G_b e G_c) e L (L_a , L_b e L_c) deve ser observado e analisado cuidadosamente para cada componente conforme mostra a FIGURA 7a, onde observa-se que apenas os componentes de seqüências negativa e positiva estão presentes nos lados primário e secundário. Já os componentes de seqüência zero não circulam nas fases do primário (lado G), mas estão restritos ao interior da conexão delta.

Tomando-se por base que os fasores de seqüência positiva, negativa e zero no secundário do transformador são aqueles indicados na FIGURA 8 e iguais a 1 [pu], os correspondentes fasores nas bobinas do primário considerando-se os números de espirais idênticas ($N_1=N_2$ portanto com relação um para um) tem-se que, os fasores nas fases internas do transformador, são similares. Todavia os fasores correspondentes as correntes de linha não o são. Vide FIGURA 7b.



CONEXÃO NBR 3536/1981
D/Y 30° (GRUPO 1)

SEQUÊNCIA +	SEQUÊNCIA -	SEQUÊNCIA 0	
			CORRENTES DE FASE SECUNDÁRIA
			CORRENTES DE FASE PRIMÁRIA
			CORRENTES DE LINHA

FIGURA 7 - TRANSFORMADOR EM ANÁLISE (GRUPO DE CONEXÃO D/y 30°)

Considerando-se que as correntes de seqüência positiva, negativa e zero são iguais, no lado secundário, a 1 [pu] conforme FIGURA 8, pode-se determinar as correntes no primário do transformador, de acordo com a FIGURA 9.

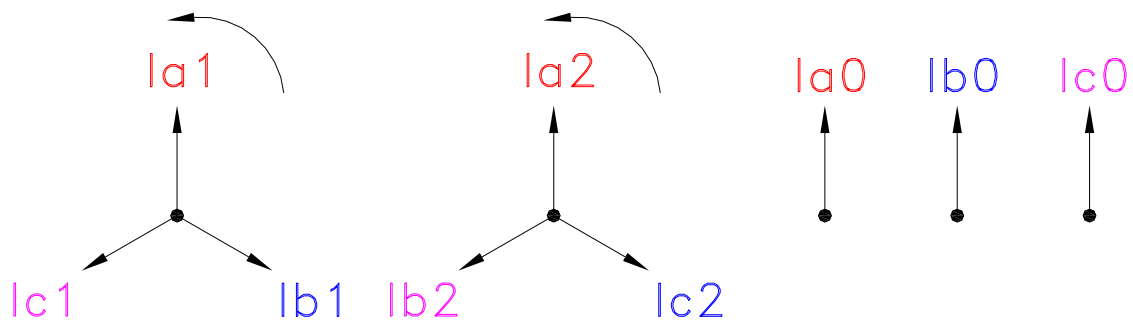


FIGURA 8 - COMPONENTE DE SEQÜÊNCIAS POSITIVA, NEGATIVA E ZERO

Como os valores em “por unidade” [pu] são, normalmente, calculados como grandezas de fase, é costume “na prática” admitir que mesmo com o efeito da relação de transformação os valores das correntes de fase primária e secundária, em [pu], são iguais. Todavia o resultado final para as correntes de falta a terra, em particular, neste caso em análise é diferente e portanto, para calcular as grandezas de linha deve-se considerar um termo de correção de $\sqrt{3}$ todas as vezes que uma conexão delta for envolvida conforme ilustra a FIGURA 9.

A FIGURA 9 é usada para determinar as correntes no primário do transformador I_{GA} , I_{GB} e I_{GC} tomando por base apenas as correntes de seqüências positiva e negativa, visto que a corrente de seqüência zero não existe externamente, quando as bobinas estiverem conectadas em triângulo para compor o lado primário.

Note que a determinação da corrente de linha para as fases A, B e C devem ser determinadas fasorialmente tomando por base os módulos e fase dos componentes de seqüências positiva e negativa conforme a seguir.

a - Determinação da corrente de linha da fase A.

De acordo com a FIGURA 9, a corrente no primário (de linha) I_{GA} para o transformador considerado na FIGURA 7a é obtida conforme a seguir:

$$I_{GA} = I_{GA1} + I_{GA2}$$

Como:

$$I_{GA1} = I_{A1} - I_{B1}$$

e

$$I_{GA2} = I_{A2} - I_{B2}$$

tem-se que a corrente I_{GA} apresenta um módulo 3 vezes superior a corrente considerada como base de 1 [pu].

b - Determinação da corrente de linha da fase B.

Analogamente, de acordo com a FIGURA 9, a corrente no primário (de linha) \mathbf{I}_{Gb} para o transformador considerado na FIGURA 7a é obtida conforme a seguir:

$$\mathbf{I}_{GB} = \mathbf{I}_{GB1} + \mathbf{I}_{GB2}$$

Como:

$$\mathbf{I}_{GB1} = \mathbf{I}_{B1} - \mathbf{I}_{C1}$$

e

$$\mathbf{I}_{GB2} = \mathbf{I}_{B2} - \mathbf{I}_{C2}$$

neste caso a corrente \mathbf{I}_{GB} apresenta um módulo nulo ($\mathbf{I}_{GB} = 0$) visto que os componentes de seqüência positiva e negativa, que as originam, estão em oposição de fase conforme FIGURA 9.

c - Determinação da corrente de linha da fase C.

De acordo com a FIGURA 9, a corrente no primário (de linha) \mathbf{I}_{GC} para o transformador considerado na FIGURA 7a é obtida conforme a seguir:

$$\mathbf{I}_{GC} = \mathbf{I}_{GC1} + \mathbf{I}_{GC2}$$

Como:

$$\mathbf{I}_{GC1} = \mathbf{I}_{C1} + \mathbf{I}_{A1}$$

e

$$\mathbf{I}_{GC2} = \mathbf{I}_{C2} - \mathbf{I}_{A2}$$

similarmente a corrente \mathbf{I}_{GA} , também nesta para esta fase a corrente \mathbf{I}_{GC} , apresenta um módulo 3 vezes superior a corrente considerada como base de 1 [pu].

Portanto, no lado em que o transformador está conectado em triângulo quando houver uma falta terra no lado secundário solidamente aterrado irá circular entre duas fases uma corrente de alta intensidade que poderá provocar atuação indevida no sistema de proteção.

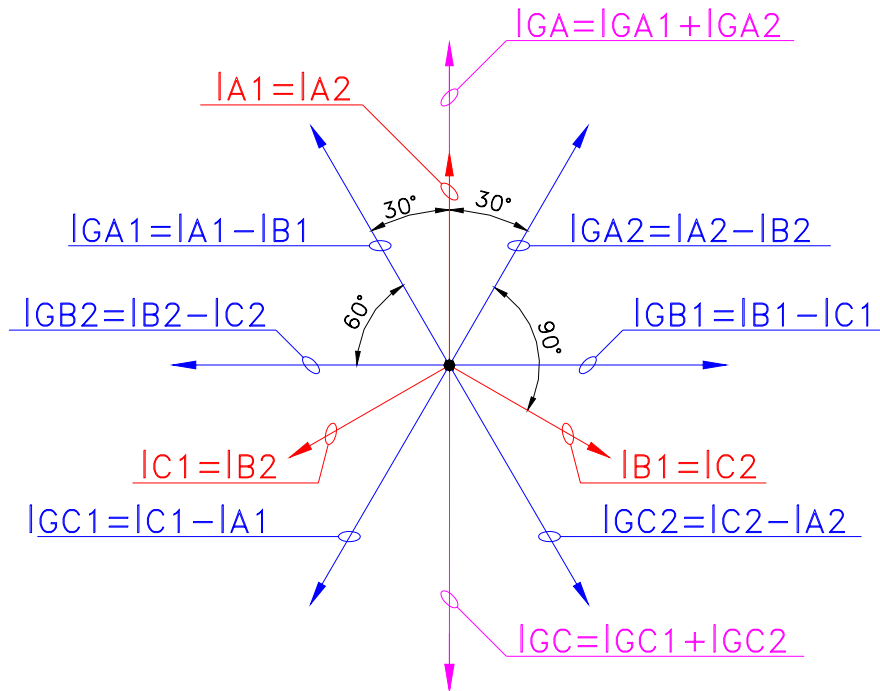


FIGURA 9 - DIAGRAMA FASORIAL PARA DETERMINAR AS CORRENTES DE FASE DO LADO PRIMÁRIO DO TRANSFORMADOR DA FIGURA 7

Resumidamente pode-se escrever:

Um transformador trifásico delta-estrela, cujas relações de espiras é de:

$$N_1/N_2 = 10 * \sqrt{3}/1;$$

deverá apresentar a relação de transformação de:

$$10/1.$$

Todavia, no caso em estudo, terá uma relação de espiras:

$$\sqrt{3}/1;$$

e uma relação de transformação de:

$$1/1$$

para os valores considerados em [pu].

Nesta condição os fasores de sequência positiva do lado estrela e os seus correspondentes no lado do gerador (isto é fora do delta do transformador), terão o mesmo valor em [pu], sendo que os componentes de sequência positiva no lado do gerador (alta tensão) aparecerão avançadas de 30°. O mesmo ocorre com os componentes de sequência negativa, porém com os fasores do lado do gerador atrasados de 30°. Considerando-se que $I_{Gao} = 0$, e aplicando-se a matriz **de transformação** da teoria dos componentes simétricos aos fasores de sequência zero, positiva e negativa do lado gerador, os valores eficazes das correntes em [pu] serão:

$$I_{Ga} = 2 * \sqrt{3} \text{ [pu]}$$

$$I_{Gb} = 0$$

$$I_{Gc} = -2 * \sqrt{3} \text{ [pu]}$$

Multiplicando pela corrente base dada por $I_b = \sqrt{3}/(10 * \sqrt{3})$ [KA] tem-se:

$$I_{Ga} = 2 * \sqrt{3}/10 \cong 0,346 \text{ [KA]}$$

$$I_{Gb} = 0$$

$$I_{Gc} = -2 * \sqrt{3}/10 \cong 0,346 \text{ [KA]}$$

5 - CONCLUSÕES

O resultado prático da teoria desenvolvida nos itens anteriores serve para ilustrar o que ocorre em sistemas de neutro isolado (como é o caso da maioria dos sistemas industriais com distribuição de energia elétrica aos níveis de 13,8 [KV] ou 34,5 [KV]). Para estes tipos de sistemas, havendo faltas a terra, quando conectados na configuração apresentada de acordo com a FIGURA 1, poderá haver ação indevida do sistema de proteção visto que os relés de sobrecorrente de fase são, normalmente, ajustados entre 1,5 a 3 vezes a corrente nominal do gerador e, entre 1,25 a 3,5 vezes a corrente nominal do transformador (lado primário). Assim por exemplo, considerando-se o sistema da FIGURA 1, onde a corrente nominal do gerador, é de $I_N = 0,1$ [KA] os relés de proteção contra sobrecorrente do gerador seriam ajustados entre 0,15 a 0,3 [KA] e, portanto, a falta a terra no lado L, implicará em uma corrente de 0,346 [KA] em duas fases do gerador onde, fatalmente, provocará a operação indevida do sistema de proteção.

Este tipo de problema encontra “ressonância” em sistemas, do tipo mostrado na FIGURA 10 onde ocorrências de falta a terra, bastante comum no lado da concessionária, poderá acarretar atuação indevida dos relés instalados no lado delta do transformador ou mesmo do gerador provocando, na indústria, um desligamento geral (“black-out”) tendo como conseqüências perdas de produção, quebras de equipamentos e por vezes situações de alto risco operacional.

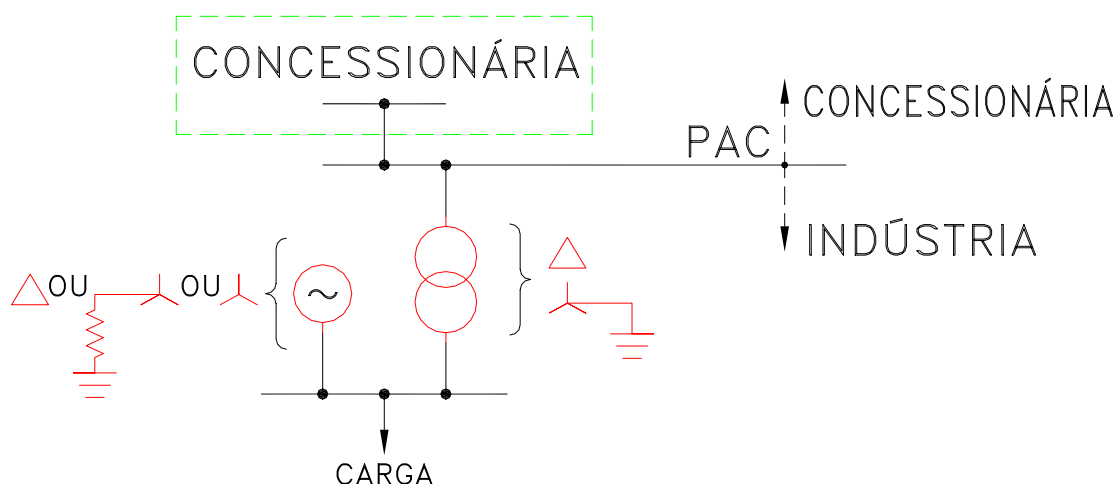


FIGURA 10 - CONCESSIONÁRIA EM PARALELO COM INDÚSTRIAS QUE POSSUEM GERAÇÃO PRÓPRIA (PAC - PONTO DE ACOPLAMENTO COMUM)

O pessoal das indústrias executam testes, e estudos de custos, por vezes baixo feito, por pessoal sem experiência, para procurar resolver problemas de desligamentos indevidos, esquecendo detalhes básicos como estes apresentados neste texto.

Testes feitos em alguns programas comuns disponíveis no mercado apresentaram estes tipos de erros não só para falhas do tipo fase-terra, mas também para outras faltas assimétricas (Fase-Fase, Fase-Fase-Terra, etc.). Assim recomenda-se para os usuários que utilizem este tipo de ferramenta computacional, que fiquem em estado de alerta.

Destaca-se ainda que o nível de curto circuito fase-terra lado L, devido aos valores de impedâncias de seqüências positivas, negativa e zero adotadas permitem um valor superior ao trifásico. Neste caso, no lado G é exatamente o contrário.

6 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] - Westinghouse Electric Corporation - APPLIED PROTECTIVE RELAYING - Newark - N.J. - USA;
- [2] - Microtran Power System Analysis Corporation - MICROTRAN REFERENCE MANUAL - Vancouver - B.C. - Canada -1992.