

Capítulo III

Faltas à terra no rotor e proteções de retaguarda

Por Geraldo Rocha e Paulo Lima*

Faltas à terra no rotor

A função primária do sistema de excitação de um gerador síncrono é regular a tensão na saída do gerador. Em uma máquina síncrona, o campo magnético necessário para induzir tensão nos enrolamentos do estator é produzido pela corrente DC que circula no enrolamento de campo ou rotor. A tensão de excitação do gerador síncrono é a tensão medida nos terminais do gerador quando a corrente de carga for igual a zero. Seu valor RMS é proporcional à corrente que circula no enrolamento do rotor:

$$E_f = \frac{\omega L_{af} i_f}{\sqrt{2}}$$

Na maioria dos geradores de maior potência, o “campo” está localizado no rotor (sendo esta a parte rotativa), enquanto a “armadura” está localizada no estator (a parte estacionária). Em geradores pequenos, o campo e a armadura podem ser intercambiados.

A Figura 1 mostra uma comparação entre a construção do rotor cilíndrico versus rotor de polos salientes. A discussão a seguir sobre os métodos de detecção de terra no rotor se aplica aos dois tipos de construção do rotor.

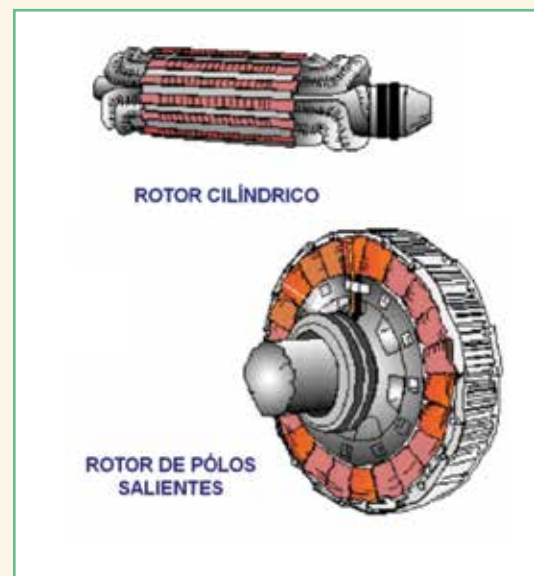


Figura 1 – Rotor de polos cilíndrico e polos salientes.

Tipos de sistemas de excitação

Basicamente, existem dois métodos de conexão dos sistemas de excitação: por anéis coletores com escovas e os sem escovas (“brushless”). Para os sistemas com escovas, a potência de entrada do sistema de excitação é normalmente derivada dos terminais da máquina. Um transformador abaixador (transformador de excitação) alimenta uma ponte retificadora trifásica controlada que converte tensão AC em tensão DC. A saída DC

é conectada ao enrolamento de campo da máquina por escovas e anéis coletores.

Os sistemas de excitação sem escovas (“brushless”) utilizam um alternador e um retificador. O enrolamento da armadura AC para o alternador é montado no eixo do rotor. O enrolamento de campo DC é montado no estator. O enrolamento de armadura AC do alternador, a ponte retificadora trifásica e o campo do gerador são componentes rotativos. Todas as conexões elétricas são feitas ao longo ou por meio do centro do eixo do rotor.

Faltas à terra no rotor de geradores

Atualmente, o sistema de excitação da maioria dos geradores modernos inclui a proteção contra faltas à terra no rotor. A detecção separada de terra no rotor é frequentemente usada quando existem anéis coletores para propiciar o acesso ao campo.

A formação de terra no rotor normalmente se dá pela deterioração ou colapso da isolação que causa o contato do circuito do campo com o ferro do rotor.

Assumindo que o rotor não é aterrado, o único caminho do ferro do rotor para a terra é por meio dos mancais do gerador,

fazendo com que a película de óleo lubrificante torne esse caminho de alta resistência. O primeiro terra geralmente não afeta a operação do gerador, porém, um segundo terra causa curto-circuito das espiras do campo que distorce o campo magnético pelo entreferro, causando o empenamento do rotor e severas vibrações que podem danificar os mancais. Além disso, podem surgir correntes elevadas, que danificam os condutores do campo e o aço do rotor, causando grandes estragos no gerador.

A estratégia de proteção para esses caso é detectar do primeiro terra no rotor e parar o gerador acionando o trip do disjuntor principal do gerador e do disjuntor do campo ou acionar um alarme e deixar que a operação determine quando efetuar a parada e os reparos.

Métodos de detecção de terra no rotor

As técnicas para detecção de terra no rotor de geradores dividem-se em dois métodos: passivo e injeção. O método de detecção passivo utiliza qualquer técnica de medição que não injete um sinal dentro do campo. São exemplos: divisor de tensão e detector sensível entre o ponto-central do divisor e a terra. Já o método de injeção utiliza técnicas de intrusão

que aplicam DC, AC ou sinais modulados dentro do campo. Por exemplo: técnicas que calculam a resistência de isolamento entre o campo e a terra.

Método de detecção do divisor de tensão

Esse tipo de esquema de detecção é similar ao usado em baterias DC. Qualquer falta dentro do circuito causará uma circulação de corrente pelo detector.

Porém, como uma falta à terra pode ocorrer em qualquer ponto do enrolamento de campo, não é adequado definir os resistores R1 e R2 com valores constantes. Para ser eficaz, os valores de R1 e R2 devem ser desbalanceados e chaveados periodicamente. A Figura 2 ilustra esse princípio de detecção.

Em alguns projetos, um dos resistores é um dispositivo não linear que não permite que a ponte resultante fique balanceada para qualquer tipo de defeito; em consequência, o detector sensível é habilitado para operar.

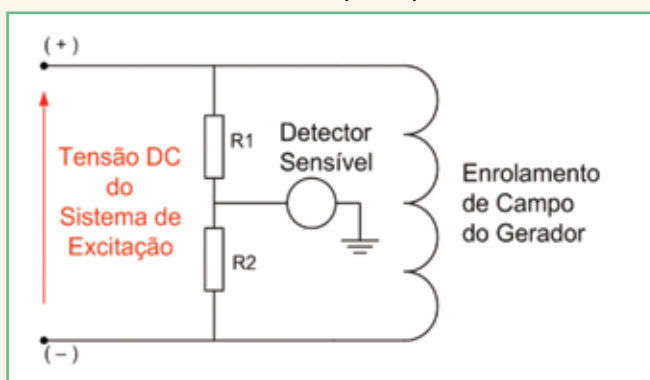


Figura 2 – Método de detecção do divisor de tensão para detecção de terra no rotor.

Método de injeção DC

Neste esquema, a corrente DC é injetada no sistema quando ocorrer uma falta de um polo para a terra. Caso contrário, não haverá corrente circulando pelo detector, conforme mostrado na Figura 3.

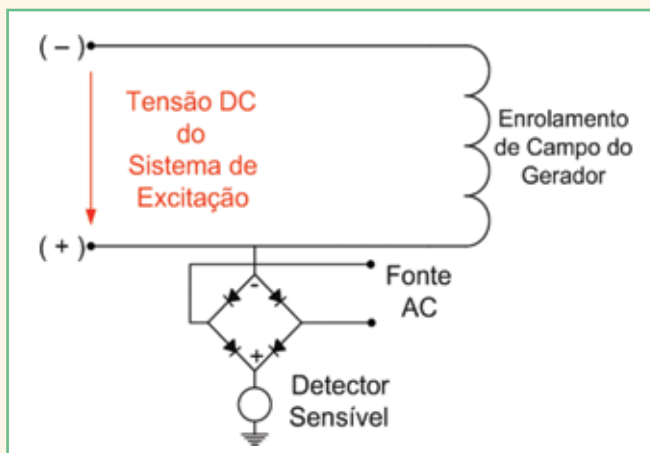


Figura 3 – Método de injeção DC.

Método de injeção AC

O método de injeção AC não é tão popular como o método de injeção DC. Há uma possibilidade de que uma corrente de fuga AC resultante da capacitância distribuída possa causar erosão metálica ou corrosão nos mancais. O caminho desta corrente de fuga AC é por meio da capacitância do enrolamento de campo para o ferro do rotor, pelo ferro do rotor, mancais e terra. O resultado pode ser um alarme para uma condição sem falta, conforme a Figura 4.

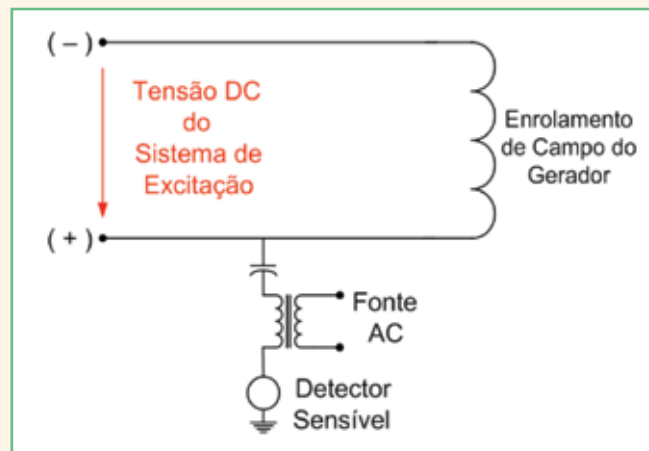


Figura 4 – Método de injeção AC.

Método do cálculo da resistência de terra

Para esse método exemplificado na Figura 5, uma tensão de onda-quadrada é injetada dentro do campo, e a corrente resultante de fuga para a terra é medida. Essa medição é usada para estimar a resistência de terra. Se essa resistência calculada de falta à terra estiver fora de uma faixa normal predeterminada, é disparado um alarme.

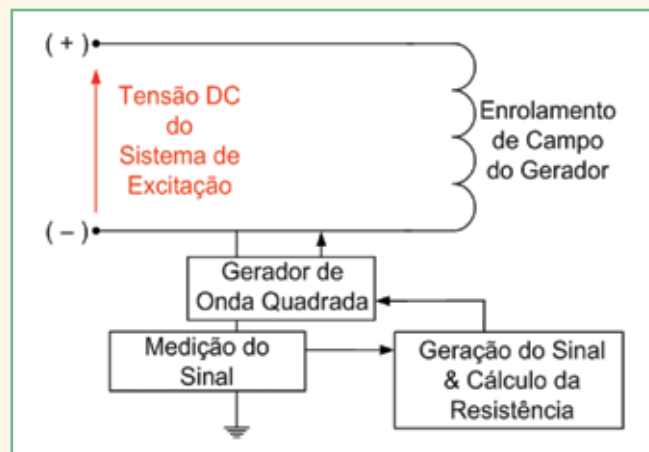


Figura 5 – Cálculo da resistência de Terra.

Proteções de retaguarda do sistema

Quando temos uma falta no sistema e um dos disjuntores correspondentes não eliminar esta falta, deve

existir um ou mais elementos para servir de retaguarda à proteção principal. Esses elementos de retaguarda devem dar trip no disjuntor do transformador/máquina e, eventualmente, desligar o gerador.

A proteção de retaguarda do sistema para geradores consiste tipicamente de uma proteção temporizada de fase e uma proteção temporizada de terra. Dependendo do tipo da proteção principal aplicada, os relés de distância (21) ou os relés de sobrecorrente temporizados com restrição de tensão (51V) propiciam proteção para faltas entre fases, enquanto o elemento de sobrecorrente temporizado (51) realiza a proteção para faltas fase-terra, conforme ilustra a Figura 6.

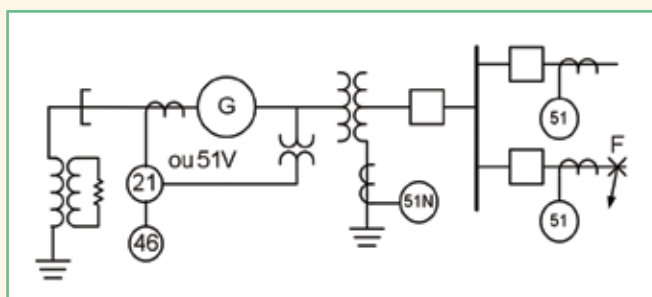


Figura 6 – Proteções de retaguarda do sistema para geradores.

A proteção de retaguarda deve considerar a mesma função adotada no sistema, para facilitar a coordenação. Normalmente devem ser usados TCs no lado do neutro do gerador; sendo assim, o relé 51V (ou 21) fornece proteção de retaguarda para o gerador, transformador elevador e parte do sistema. Se os TCs do lado neutro não forem disponíveis, podem ser usados os TCs do lado da carga do gerador para aplicação de um relé de distância com característica “offset negativa” (pequeno alcance para trás). O uso desse “offset” é também eficaz para retaguarda da proteção principal do gerador para defeitos no estator quando os TCs do lado neutro do gerador são disponíveis.

Apesar de não ser sua função principal, o elemento de sobrecorrente de sequência negativa (46) também pode operar como uma retaguarda adicional para faltas desequilibradas no sistema.

Proteção de retaguarda do sistema para faltas entre fases

Proteção de sobrecorrente com restrição de tensão

Quando ocorre um curto-circuito nos terminais do gerador, três valores diferentes da impedância de sequência positiva do gerador são necessários para

calcular o valor da corrente de falta. Esses valores são: reatância subtransitória X_d ; reatância transitória, X_d' ; reatância de eixo direto do gerador, X_d'' .

Essas três reatâncias têm valores que aumentam com o tempo e caracterizam a impedância de sequência positiva do gerador, portanto, a corrente de falta no gerador decai com o tempo, conforme a Figura 7. A reatância X_d pode inclusive ser maior que 1 pu (por unidade) para algumas máquinas.

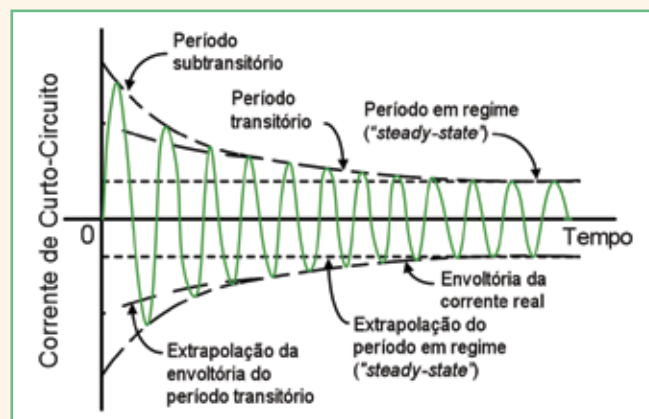


Figura 7 – Decaimento da corrente do gerador no tempo.

Isso significa que um relé de sobrecorrente temporizado simples ajustado com um valor de pickup maior do que a corrente nominal do gerador não vai operar para curto-circuito nos terminais do gerador. Antes que o relé opere, a corrente já se tornou consideravelmente menor do que o pickup do relé.

Devido a esse decaimento natural da corrente de falta, um relé de sobrecorrente temporizado (51) simples não é uma boa solução para a proteção de gerador ou como retaguarda dos relés do sistema externo à zona de geração.

Primeiro, o pickup tem que ser maior do que a máxima corrente do gerador em condições normais. Segundo, deve haver uma temporização curta o suficiente para proteger o gerador. Restrições de coordenação (com a proteção do sistema externo) podem facilmente fazer com que o tempo de trip seja maior do que 0,5 segundo e as restrições do sistema podem impor uma sensibilidade que conflite com a necessidade de ajustar o pickup com valor maior do que a máxima geração.

Para ilustrar, a curva aproximada tempo versus corrente plotada na Figura 8 mostra uma falta com a evolução do valor da corrente RMS. Quando se compara essa corrente evolutiva com a característica fixa do relé t vs. I , observa-se que o relé não vai operar se houver falha de um relé ou disjuntor do lado do sistema, conforme podemos observar na Figura 8.

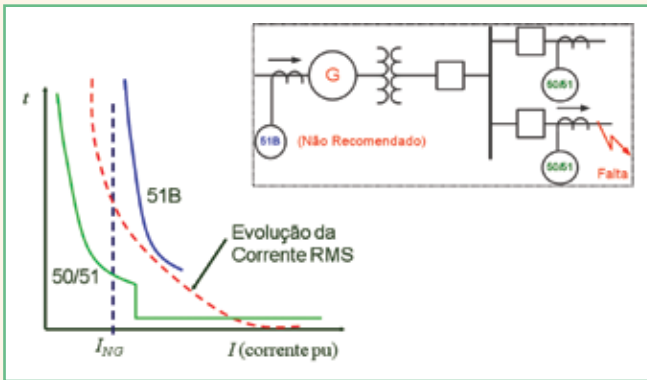


Figura 8 – Coordenação dos elementos de sobrecorrente.

Se o relé do lado do sistema fosse um relé de distância, seria difícil coordenar um relé de sobrecorrente simples com um relé de distância devido a todas as condições possíveis de operação.

Já os relés de sobrecorrente com restrição por tensão são mais fáceis de serem coordenados porque sua sensibilidade está diretamente relacionada com a tensão do gerador. Geralmente, o pickup efetivo do elemento de sobrecorrente com restrição por tensão será de 25% do ajuste do elemento para tensões menores ou iguais a 25% da nominal. Para tensões entre 25% e 100% da

nominal, o pickup efetivo para o ajuste terá a mesma relação porcentual que a tensão. Isto é, para 50% da tensão, o pickup é de 50% do ajuste. Como resultado, o relé é mais sensível durante as condições de falta do que durante condições normais do sistema, conforme mostra a Figura 9.

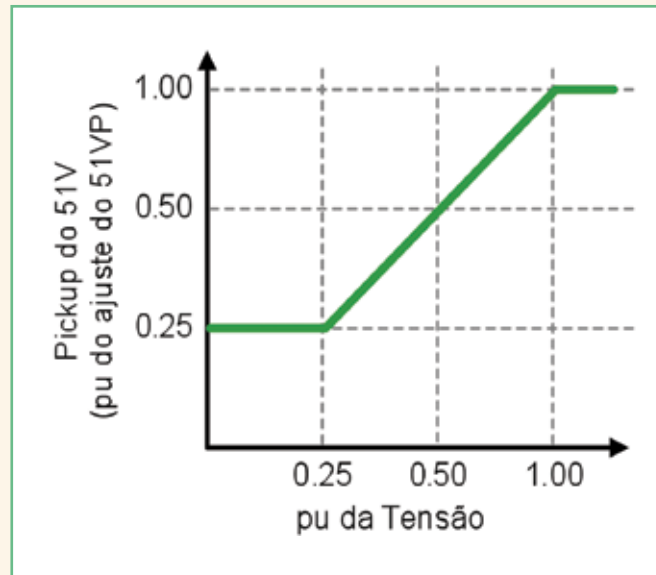


Figura 9 – Característica da função 51 V.

O diagrama mostra a relação linear entre o valor da tensão do sistema e o pickup de sobrecorrente para um relé usado como exemplo. Quando a tensão do sistema é metade do valor nominal, o pickup efetivo do sobrecorrente será de 50% do seu pickup ajustado. Assim, o elemento de sobrecorrente terá o dobro da sensibilidade do que com a tensão normal. A figura mostra uma curva sugerida. Pela redução do mínimo pickup em p.u. para 12,5%, pode-se aumentar a sensibilidade do elemento para tensões baixas.

A reatância síncrona, X_d , é usada normalmente para calcular a corrente de falta para coordenação com outros dispositivos similares de proteção do sistema. Um esquema de perda de potencial pode aumentar a confiabilidade quando se utiliza sobrecorrente controlado por tensão ou com restrição por tensão. Durante uma condição de perda de potencial, qualquer um dos dois tipos de relé pode operar indevidamente porque eles estarão com os seus ajustes mais sensíveis.

Proteção de distância

O relé de distância é o sistema de retaguarda mais comum para faltas entre fases porque propicia proteção para linhas de transmissão com maior frequência e também porque é mais fácil coordenar um relé de distância (do que outro tipo de relé) com outro relé de distância. Como o relé deve ser ajustado para detectar faltas no sistema, podem ser necessários TPs auxiliares para fornecer uma defasagem para que o relé possa detectar adequadamente faltas além do transformador elevador.

O relé é normalmente ajustado para alcançar além do terminal remoto da linha mais longa que sai da subestação. O ajuste pode ser dificultado pelo número e comprimento das linhas que saem da subestação. Para subestações com múltiplas linhas, o efeito do “infeed” pode exigir um alcance maior para o relé. De modo inverso, linhas curtas podem requerer um alcance menor para evitar uma temporização excessiva.

Um esquema de perda de potencial pode aumentar a segurança do sistema. Os estudos de estabilidade ajudam a garantir a operação correta durante oscilações de potência.

A proteção de distância de retaguarda do gerador normalmente tem uma ou duas zonas de proteção de distância de fase do tipo impedância MHO. Cada zona tem um alcance correspondente para frente, offset reverso, ângulo de máximo torque, compensação para o transformador elevador e temporização conforme

for necessário em função das restrições do sistema e coordenação, conforme a Figura 10.

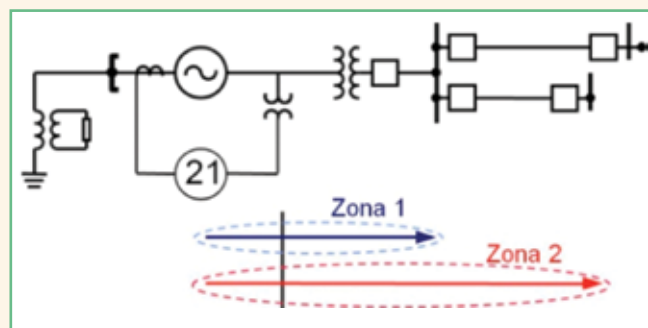


Figura 10 – Zonas de proteção para função de distância.

Nas aplicações típicas, o elemento da Zona 1 protege o sistema até o transformador elevador. O elemento da Zona 2 é ajustado para proteger além do transformador elevador, penetrando no sistema, normalmente até o final da Zona 1 da proteção de distância da linha, com um tempo de coordenação maior.

Alguns relés podem ser ajustados com offset negativo, em que o elemento 21 atua como uma retaguarda para a proteção dos enrolamentos do estator do gerador. O elemento da Zona 2 deve levar em consideração a conexão do transformador elevador. Isso é levado em conta no projeto de alguns relés modernos. Em outros relés, o engenheiro de proteção deve calcular os ajustes considerando o ângulo de fase.

Em sistemas com várias linhas, se for considerado o efeito do infeed, o ajuste resultante da Zona 2 pode atingir um valor de alcance muito elevado. Esse ajuste elevado pode comprometer a segurança do sistema em condições de carga elevada. A solução neste caso é usar a proteção contra falha do disjuntor.

Alguns relés modernos possuem ainda um elemento de bloqueio de invasão do limite de carga (“load-encroachment”) que inibe a operação do relé para várias condições de carga, conforme mostra a Figura 11.

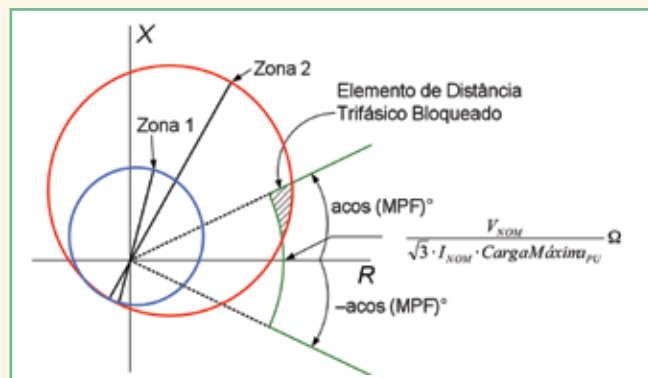


Figura 11 – Bloqueio de invasão do limite de carga.

A lógica de bloqueio de invasão do limite de carga que pode ser ajustada pela capacidade nominal do gerador e do fator de potência de operação normal do gerador. Essa lógica permite que o ajuste da Zona 2 do elemento de retaguarda de distância alcance o final de uma linha de transmissão longa sem atuar indevidamente em condições de fluxo de carga pesada.

Proteção de retaguarda do sistema para faltas à terra

A proteção de retaguarda para faltas à terra é geralmente feita por um relé de sobrecorrente de tempo-inverso conectado ao TC do neutro do transformador elevador. Algumas vezes são usados dois relés, sendo um deles com ajuste elevado e o outro com ajuste baixo, conforme a Figura 12.

O relé com ajuste baixo, 51TN1, precisa ser coordenado com a proteção de falta à terra das linhas de transmissão. O relé deve ser capaz de detectar uma falta à terra na extremidade remota da linha. Porém, se existirem várias linhas, o efeito do infeed pode complicar a determinação do ajuste. Haverá complicações adicionais para o ajuste se a proteção da linha for efetuada por relés de distância de terra.

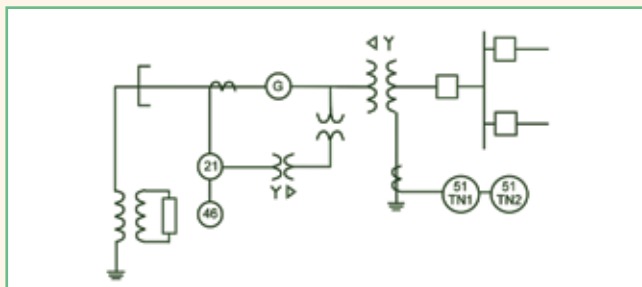


Figura 12 – Proteção de retaguarda para faltas à terra.

O relé com ajuste elevado, 51TN2, é ajustado para detectar faltas próximas (“close-in faults”) e necessita estar coordenado com os relés de linha. Devido ao ajuste elevado desse relé, a coordenação é mais fácil de ser efetuada com os relés de ajuste elevado se comparado aos relés de ajuste baixo.

**GERALDO ROCHA é engenheiro eletricitista e especialista em proteção de sistemas elétricos. É atualmente engenheiro de aplicação da Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

PAULO LIMA é graduado em engenharia elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência. Especialista em Proteção de Sistemas Elétricos, atua na SEL desde 2012 como engenheiro de aplicação e suporte e como professor da Universidade SEL.

Continua na próxima edição

Confira todos os artigos deste fascículo em www.osetoreletrico.com.br
Dúvidas, sugestões e comentários podem ser encaminhados para o e-mail redacao@atitudeeditorial.com.br