Apoio CLAMPER® 30 anos afap MEGABARRE®

Capítulo XI

Proteção de geradores

Por Cláudio Mardegan*

Este capítulo abordará as funções 46, 51V, 40, 32, 81, 24, 59GN, 49S e 60. São as funções típicas para a proteção de geradores. Apresentam-se a seguir as principais normas utilizadas e, para cada função, são dados exemplos e soluções.

Normas e guias

São apresentadas a seguir as principais normas utilizadas neste capítulo:

- ANSI C37.101-1993
- ANSI C37.102-1995
- ANSI C37.106-1987

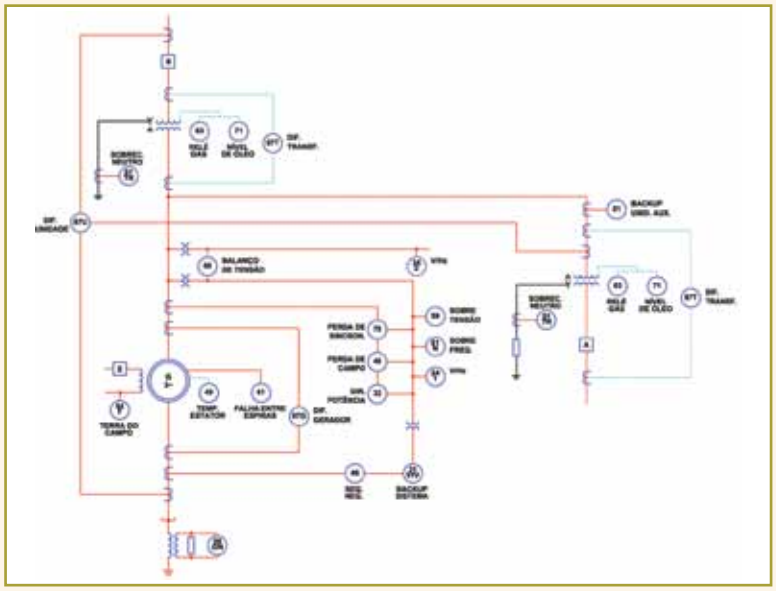


Figura 1 – Esquema unifilar típico de proteção para a configuração do gerador-transformador.

Proteções típicas

Apresenta-se na Figura 1 o esquema unifilar do esquema de proteção para a configuração gerador-transformador. Abrangeremos neste capítulo apenas algumas funções, a saber:

- 46
- 51V
- 40
- 32
- 81
- 24
- 59GN
- 49S
- 60

Função 46

Esta função se constitui na proteção para correntes desequilibradas do estator/sequência negativa. Inúmeras são as causas de desequilíbrio de corrente em um gerador, sendo as mais comuns: as assimetrias de sistema provocadas pela não transposição de linhas, cargas desequilibradas, faltas desequilibradas e falta de fase.

Essas correntes de sequência negativa (I_2) no estator induzem correntes de frequência dobrada no rotor, provocando um sobreaquecimento em um curto intervalo de tempo.

(a) Corrente de sequência negativa permissível continuamente

A corrente de sequência negativa I_2 permissível permanentemente pelo gerador é apresentada na Tabela 1.

Apoio CLAMPER® afap MEGABARRE®

Tabela 1 – Corrente de sequência negativa permissível continuamente em geradores

Corrente de Sequência Negativa Permissível - Continuamente		
Tipo do Gerador		I2 Permissível (%)
Polos Salientes		
Com enrolamentos amortecedores conectados		10
Com enrolamentos amortecedores não conectados		5
Rotor Cilíndrico		
Resfriamento Indireto		10
Resfriamento Direto	até 960 MVA	8
	961 até 1200 MVA	6
	1201 até 1500 MVA	5

(b) Corrente de sequência negativa permissível de curta-duração

A Tabela 2 apresenta o I_2^2t permissível de curta duração pelos geradores.

Tabela 2 – I^2t de sequência negativa permissível de curta duração em geradores

Corrente de Sequência Negativa Permissível - Continuamente		
Tipo do Gerador		I_2^2 t Permissível (%)
Polos Salientes		40
Compensador Síncrono		**30**
Gerador de Rotor Cilíndrico		
Resfriamento Indireto		**30**
Resfriamento Direto	até 800 MVA	**10**
	801 até 1600 MVA	Equação da Figura 10.1

A Figura 2 mostra o valor de I_2^2t (de sequência negativa) para geradores de rotor cilíndrico com resfriamento direto.

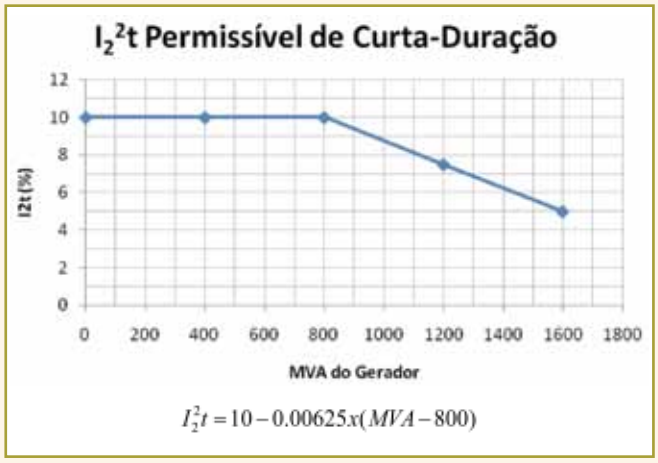


Figura 2 – Valor de I_2^2t (de sequência negativa) para geradores de rotor cilíndrico com resfriamento direto.

Os valores apresentados nos itens (a) e (b) somente devem ser utilizados quando todos os esforços em se obter a característica real do fabricante fracassaram ou quando o sistema ainda está sendo projetado, quando a característica real da máquina ainda não é conhecida.

Dois tipos de relés são normalmente utilizados para realizar esta proteção: o relé com característica extremamente inversa e o relé digital com característica que se compatibiliza com as curvas de I^2t de sequência negativa do gerador.

O relé de característica extremamente inversa é utilizado para

a proteção de faltas desequilibradas e a corrente de pick-up da unidade de sequência negativa é ajustada para 0.6 pu da corrente de plena carga. Assim, esta unidade pode não operar para o caso de haver a falta de fase (abertura de uma fase) ou condições mais severas de cargas desequilibradas.

Os relés digitais, por serem bem sensíveis, também podem ser ajustados para condição de alarme quando a corrente de curta duração exceder a corrente de sequência negativa permanente.

O relé de sequência negativa é normalmente projetado para desligar o disjuntor principal do gerador.

Exemplo

Dado um gerador que suporta continuamente 8% de corrente de sequência negativa e uma corrente de curta-duração de sequência negativa dada por I^2t = 10 pu^2.s. Pede-se determinar o ajuste da proteção de sequência negativa, sabendo-se que o relé disponibiliza a característica ANSI moderadamente inversa.

Solução

Visto que o I^2t = 10 pu^2.s. Para I = 1 pu, o gerador suporta esta corrente durante 10 s e para 0.1 pu, o gerador suporta esta corrente por 1000 s.

Assim, deve-se passar a característica do relé abaixo desta curva. O dial de tempo k = 7 protege a referida característica. A Figura 3 ilustra como deve ser feito o ajuste.

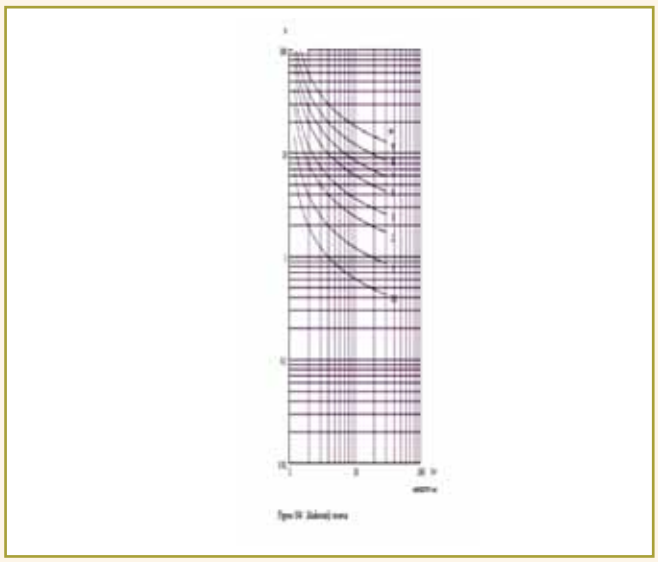


Figura 3 – Exemplo de proteção de sequência negativa do gerador.

Função 51V

Quando ocorre um curto-circuito em um circuito de gerador, como foi visto, ocorre um decremento na corrente do gerador, ou seja, ele não mantém o valor da corrente de curto-circuito como no caso da Concessionária. No instante do curto-circuito ocorrem dois fenômenos simultâneos (sobrecorrente e subtensão).

Existem dois modos de proteção:

- Sobrecorrente com restrição de tensão
- Sobrecorrente com supervisão de tensão

Pick-up (para 100% de tensão) = 1.15 In gerador. A temporização deve coordenar com a proteção à frente do gerador (suprida pelo gerador).

A referência indica ajuste que varia de 1.5 a 2 In do gerador com temporização de 0.5 s.

Os relés 51V devem atuar sobre um relé de bloqueio, desligando-se o disjuntor principal do gerador, o campo e a máquina primária (turbina).

Quando relés de distância são utilizados para a proteção de linhas, os relés 51V podem ser substituídos por relés de distância para realizar a proteção de backup, pois consegue-se melhor coordenação.

Exemplo 2

Pede-se determinar os ajustes do relé 51V de um turbo gerador e apresentar o coordenograma, sabendo-se que o relé 51V de um gerador deve coordenar com outro, à jusante, cujos parâmetros são Ipickup = 1 x In; K = 0.24; Curva = Normal Inverse; TC 1200 – 5 A e que os dados do turbo-gerador são:

In = 1004 A
τ_do = 0.0225 s
τ ´do = 4.76 s
Ra = 0.018495 Ohms
X″d = 16% = 0.16pu x Zbase = 0.16 x 7.935 = 1.2696 Ohms
X´d = 24%
Xd = 191%

Solução

O pick-up final da função é ajustado para 1.15 x I.
In = 1004 A
Pick-up = 1154.6 A

Tendo em vista a curva de decremento do gerador, foi escolhida a característica de tempo definido para um tempo de operação de 0.3 s. Veja coordenograma seguinte.

Função 40 (Perda de campo)

A perda de campo pode ocorrer por:

- Desligamento acidental disjuntor de campo;
- Abertura do circuito de campo;
- Curto-circuito do campo;
- Falha do sistema de controle;
- Perda do sistema de excitação.

(a) Turbo-geradores

- Máquina irá disparar (Se $I=I_{FL}$,RPM2-5%; para baixo carregamento RPM0.1-0.2%);
- Passa a operar como gerador de indução;

Apoio
CLAMPER®
afap
MEGABARRE®

• Carga passa a receber os VArs do sistema ao qual está conectado;
• kW e escorregamento dependem do carregamento inicial (quanto maior s menos kW).

A condição mais severa é perder o sistema de excitação com o gerador operando a plena carga. Nestas condições:

• As correntes no estator podem exceder 2 pu (gerador perdeu o sincronismo);
• São induzidas correntes elevadas no rotor;
• Sobreaquecimentos perigosos nos enrolamentos do estator e rotor por um período de tempo curto;
• Sobreaquecimentos nas extremidades do núcleo do estator.

Não se pode predizer por quanto tempo o gerador pode operar sem o campo, mas em velocidades diferentes da síncrona este tempo é pequeno.

Os efeitos sobre o sistema:

• Aumento da potência reativa absorvida da rede causa quedas de tensão que, por sua vez, degradam a performance de outros geradores que eventualmente estejam conectados ao sistema;
• Podem ocorrer subtensões e/ou desligamentos de linha/ cabos que, por sua vez, afeta a estabilidade do sistema;
• Hidrogeradores;
• Podem suportar de 20% a 25% de carga normal sem o campo, sem perder o sincronismo;
• Se a perda de campo ocorrer com o gerador próximo ou a plena carga, as consequências serão as mesmas descritas para os turbo-geradores e, assim, elevadas correntes circulam no estator e serão induzidas no campo as quais podem danificar os referidos enrolamentos e/ou os enrolamentos amortecedores, além de absorver potência reativa do sistema.

(c) Proteção

O método mais utilizado para detectar a perda de campo de um gerador consiste da aplicação de relés de distância para sentir a variação da impedância vista dos terminais do gerador.

Existem dois tipos de esquema de releamento usados para detectar as impedâncias vistas durante a perda de campo. Uma aproximação consiste de uma ou duas unidades mho utilizadas para proteger a máquina. A outra aproximação consiste da combinação de uma unidade de distância (impedância), uma unidade direcional e uma unidade de subtensão instaladas nos terminais do gerador e ajustados para "olhar" para dentro da máquina.

A Figura 4 mostra o esquema utilizado.

Normalmente, o diâmetro do círculo interno é da ordem de 0.7 Xd.

Alguns relés podem solicitar a impedância em Ohms secundários.

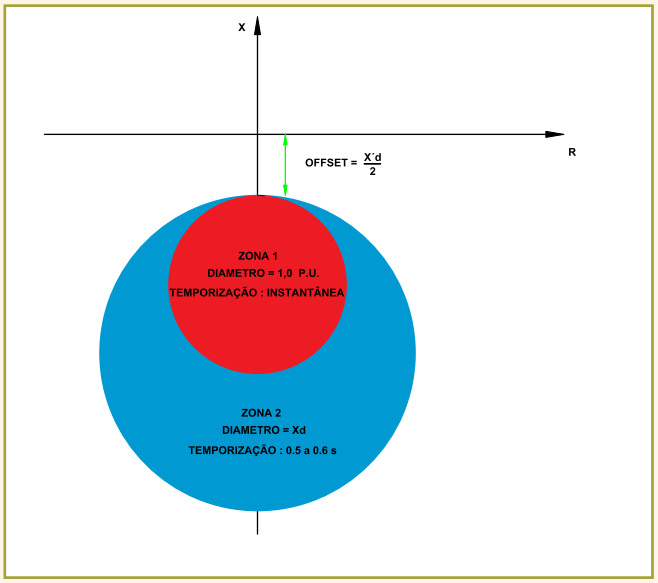


Figura 4 – Proteção de perda de excitação em duas zonas.

Neste caso, o valor da impedância deve ser corrigido pela equação a seguir:

$$Z_{SEC} = Z_{PRIM} \cdot \frac{RTC}{RTP}$$

(d) O que se deve desligar:

• O disjuntor principal do gerador;
• O disjuntor do campo e o disjuntor do sistema auxiliar.

Esse esquema não se aplica a:
• Caldeira "oncethroug";
• Unidade "cross-compound";
• Unidade que não pode transferir cargas auxiliares suficientes para manter a caldeira e o sistema combustível.

Exemplo 3

Um gerador possui uma reatância transitória de eixo direto igual a X´d = 24% e uma reatância síncrona de eixo direto Xd = 191%. Sabendo-se que o relé utilizado pode ser parametrizado na base deste gerador, determinar os ajustes das proteções da função 40.

Solução

Zona 1

Offset Z1

Será colocado em R = 0.0 e X = -12%.

Diâmetro da zona 1

Deve ser ajustado para 100% (1 pu).

Temporização da zona 1

A temporização da zona 1 será instantânea.

Zona 2

Offset Z2

Será o mesmo da Zona 1, colocado em R = 0.0 e X = -12%.

Diâmetro da Zona 2

Deve ser ajustado para 191%.

Temporização da Zona 2

A temporização da Zona 2 será de 0.6 s.

Função 32R – Anti-motorização

No gerador, esta função tem por objetivo visualizar uma motorização, ou seja, se há inversão do fluxo de potência ativa, se o gerador passa a absorver potência ativa ao invés de entregá-la, passando então a operar como motor síncrono. Este relé deve ser ajustado para "olhar" no sentido do gerador.

A sensibilidade e o ajuste do relé dependem do tipo de máquina primária envolvida, visto que a potência necessária para motorizar é função da carga e das perdas nas engrenagens da máquina primária. A proteção contra motorização da máquina visa a turbina e não o gerador. O fabricante da turbina deve ser consultado para a temporização, pois, os efeitos da motorização são, entre outros: (a) aquecimento do rotor na turbina a vapor; (b) cavitação na hidráulica; (c) incendiar o óleo não queimado no motor diesel.

Em turbinas a gás, a sensibilidade de relé 32 não é crítica, visto que a carga de compressão requer uma potência substancial do sistema de até 50% da potência nominal. Assim, o pick-up desta função pode ser de 10% a 15% se o sistema é do tipo split-shaft. Se for single-shaft utiliza-se 50%. Algumas literaturas prescrevem de 3% a 5%.

Um sistema diesel com nenhum cilindro queimando representa uma carga de até 25% da nominal e assim também não apresenta problemas particulares de sensibilidade. Dessa forma, o pick-up desta função pode ser de 5% a 25%.

Em turbinas hidráulicas, quando as pás estão debaixo da lâmina d'água, a potência ativa para motorização é elevada. Entretanto, quando as pás estão acima da lâmina, a potência reserva para motorizar pode ser extremamente baixa, entre 0.2% e 2% da nominal e assim deve-se utilizar um relé direcional de potência extremamente sensível. Normalmente os ajustes são feitos entre 0.2% e 2% se as lâminas podem ficar fora d'água e maior do que 2% se ficarem dentro d'água.

Turbinas a vapor operando sob pleno vácuo e entrada de vapor zero precisa de aproximadamente de 0.5% a 3% da potência nominal para motorizar. Desta forma, requer também um relé direcional de potência sensível. Se a turbina fosse operada com suas válvulas parcialmente fechadas, um pouco abaixo do valor a vazio, a potência elétrica absorvida do sistema deveria ser essencialmente zero e o relé direcional de potência poderia não detectar esta condição. Visto que o sobreaquecimento da turbina ainda poderia ocorrer, alguns meios adicionais de proteção são necessários. Os ajustes ficam normalmente entre 1% a 3%.

Os relés direcionais de potência recebem sempre temporizações, que dependem de cada caso.

Alguns fabricantes fornecem o ajuste em função da potência

$$Ajuste_32R = \frac{P_{AJ-SEC}}{S_{SEC}} = \frac{\frac{k.P_N}{RTC.RTP}}{\sqrt{3}\cdot U_{2N-TP}\cdot I_{2N-TC}}\cdot\frac{S_N}{S_N} = \frac{\frac{k.P_N}{\frac{I_{1N-TC}}{I_{2N-TC}}\cdot\frac{U_{1N-TP}}{U_{2N-TP}}}}{\sqrt{3}\cdot U_{2N-TP}\cdot I_{2N-TC}}\cdot\frac{\sqrt{3}\cdot U_N\cdot I_N}{S_N} = \frac{k.P_N}{S_N}\cdot\frac{U_N}{U_{1N-TP}}\cdot\frac{I_N}{I_{1N-TC}}$$

Equação 1

nominal do secundário dos redutores de medida (TCs e TPs) e da potência do gerador. Neste caso, o valor pu ajustado é dado pela equação 1, acima.

Em que:

P_{AJ-SEC} = Potência ativa ajustada no secundário = P_{AJ} / (RTC x RTP)

P_{AJ} = Potência ativa ajustada = $k.P_N$

k = Fator que depende do tipo de turbina (conforme explicado nos parágrafos anteriores)

RTC = Relação do TC = I_{1N-TC} / I_{2N-TC}

RTP = Relação do TP = U_{1N-TP} / U_{2N-TP}

I_{1N-TC} = Corrente nominal primária do TC

I_{2N-TC} = Corrente nominal secundária do TC

U_{1N-TC} = Tensão nominal primária do TP

$\sqrt{3}\ U_{2N-TC}$ = Tensão nominal secundária do TP

S_{SEC} = x I_{2N-TC} x U_{2N-TP}

$\sqrt{3}\ P_N$ = Potência ativa nominal do gerador

S_N = Potência aparente nominal do gerador = x U_N x I_N

U_N = Tensão nominal do gerador

I_N = Corrente nominal do gerador

Relés de frequência – função 81

Os geradores estão sujeitos às condições anormais de sub/sobrefrequência, fundamentalmente nas condições:

- Rejeição de cargas/desligamento de disjuntores por faltas no lado da carga (sobrefrequência)
- Sobrecarga/abertura de disjuntor da subestação da concessionária com outros consumidores na linha/perda de unidades geradoras (subfrequência)

Na primeira condição, ocorre o disparo máquina, considerando o balanço de energia. Como o sistema entregava uma potência ativa à carga, quando do desligamento parcial ou total dela, esta energia não tem para quem ser entregue e é transformada em energia cinética.

Quando se diminui a frequência, reduz a ventilação da máquina e, consequentemente, os kVA que a máquina pode entregar. O fabricante deve ser consultado sobre esta condição.

As pás das turbinas são projetadas de modo a operar, à

Apoio CLAMPER® aFap MEGABARRE®

frequência nominal, fora da faixa de ressonância para as frequências harmônicas de ordem 2, 3, etc., conforme indicado na Figura 5.

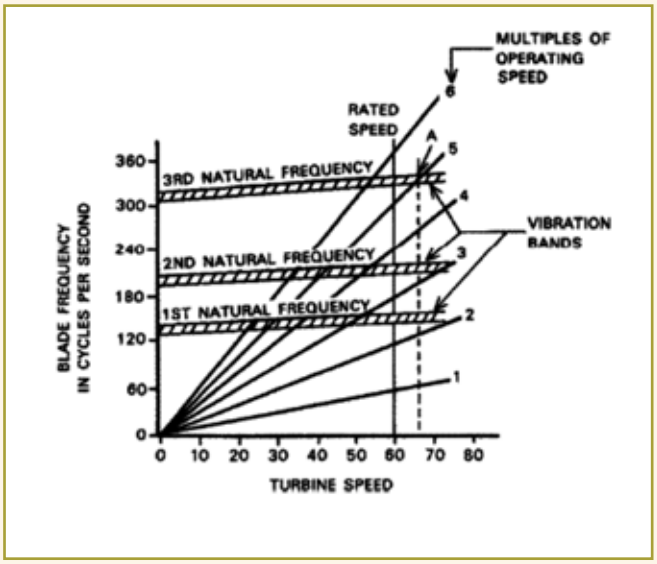


Figura 5 – Como são projetadas as pás das turbinas para evitar a ressonância para as frequências múltipas da natural.

O fabricante da turbina deve sempre ser consultado de modo a se obter as faixas de frequência permissíveis e não permitidas. A Figura 6 apresenta as regiões permitidas e não permitidas de uma turbina a vapor, compondo a curva de pior caso de cinco fabricantes diferentes.

Figura 6 – Regiões permitidas e não permitidas (de sobre e subfrequência) em função da duração (minutos) de uma turbina a vapor compondo-se a curva de pior caso de cinco fabricantes diferentes.

Sobre-excitação – Função 24 (Voltz / Hertz)

A equação 2 seguinte calcula a tensão induzida em uma bobina.

$$E = 4.44 \cdot N \cdot f \cdot \phi = 4.44 \cdot N \cdot f \cdot B \cdot S$$ [Equação 2]

Em que:

N = Número de espiras da bobina

F = Frequência

ϕ = Fluxo magnético
B = Densidade de fluxo
S = Seção do núcleo

Como todos os termos da equação 2 são constantes, exceto E e f, pode-se dizer que:

$$B \propto \frac{E}{f}$$ [Equação 3]

A densidade de fluxo é um bom indicador de aquecimento, mesmo a vazio, visto que as perdas por histerese e Foucault são proporcionais à B^x, em que x é uma potência de B. Assim, pode-se medir esses aquecimentos, monitorando-se a relação V/Hz.

A norma ANSI C37.102-1996 cita que a norma ANSI C50.13-1977 e ANSI/IEEE Std 67-1972 prescreve que um gerador deve conseguir operar satisfatoriamente na potência nominal (kVA), frequência e fator de potência nominal para qualquer tensão entre 95% e 105% da tensão nominal. Fora desta faixa, podem ocorrer problemas térmicos a menos que seja especificado este detalhe na compra. A sobre-excitação é um dos desvios que devem ser monitorados e protegidos.

A sobre-excitação do núcleo magnético do gerador e/ou transformador irá ocorrer sempre que:

- A relação Volts/Hertz aplicada nos terminais do gerador exceder 1.05 pu (na base do gerador);
- A relação Volts/Hertz aplicada nos terminais de um transformador à plena carga exceder a 1.05 pu (na base do transformador);
- A relação Volts/Hertz aplicada nos terminais de um transformador a vazio exceder a 1.1 pu (na base do transformador).

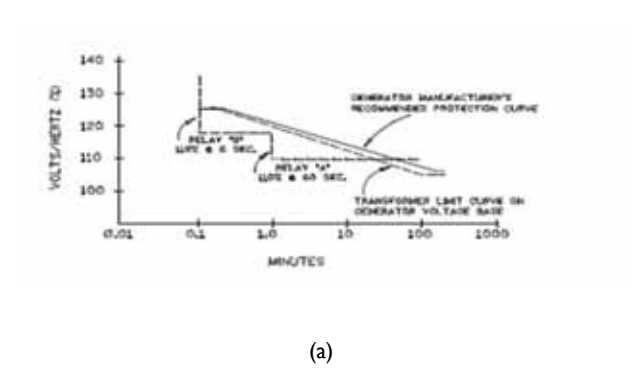
Os efeitos da sobre-excitação são o aumento da corrente de campo e o sobreaquecimento do gerador/transformador e causar a falha da isolação.

Estas situações podem ocorrer no start-up/shutdown do sistema (V/Hz da ordem de 1.05 pu) e durante rejeições de carga (pode chegar a V/Hz até maiores que 1.25 pu).

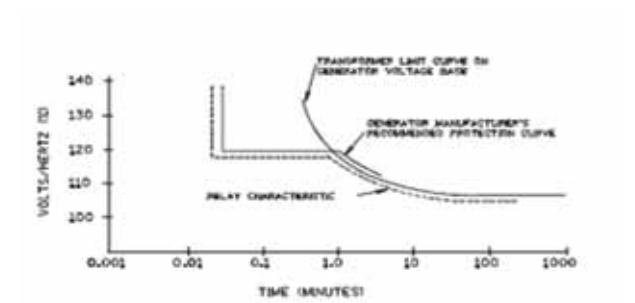
Em sistemas com apenas um relé (ou estágio) V/Hz, o ajuste é feito para 110% do valor normal que dá alarme e trip em 6 s.

Com dois relés (ou estágios) V/Hz, o primeiro relé (ou estágio) é ajustado entre 118% a 120% e temporização entre 2 s e 6 s e o segundo relé é ajustado para 110% e temporização entre 45 s e 60 s.

As Figuras 7 (a) e (b) mostram exemplos de ajustes desta proteção.



(a)



(B)

Figura 7 – Exemplos de ajustes de relé de sobre-excitação: (a) com dois estágios e (b) com relé de tempo inverso.

Exemplo 4

Sabendo-se que um gerador possui uma característica de sobre-excitação dada por uma curva de V/Hz, determinada pela reta definida pelos dois pontos seguintes P1 = (105% V/Hz, 1000 s) e P2 = (140% V/Hz, 2 s), e que o relé utilizado disponibiliza a curva do IEEE, pede-se determinar os ajustes da função 24 (V/Hz).

Solução

A característica do relé é dada pela equação seguinte:

$t = 0.18\ K / (M-1)^2$

Como a máquina suporta uma sobre-excitação de 140% durante 2 s, para protegê-la devemos passar a curva do relé abaixo deste ponto. No caso, será utilizada uma temporização de:

T = 0.9 x 2 = 1.8 s.

M = 140% = 1.4 pu

Levando os valores e tirando-se o valor de K na equação do IEEE do relé obtém-se:

$K = t\ .\ (M-1)^2 / 0.18 = 1.8\ .\ (0.4)^2 / 0.18$

K = 1.6

Proteção de terra

O valor da falta fase-terra é intimamente dependente do tipo de aterramento do gerador e consequentemente os dispositivos de proteção fase podem não ser suficientemente sensíveis para as faltas à terra. Assim, o valor da falta fase-terra pode variar desde zero (sistema não aterrado) até o valor do curto-circuito trifásico (ou maior – para sistemas solidamente aterrados). Outro aspecto importante a salientar é que, conforme o ponto de falta se move dos terminais para dentro da máquina na direção do neutro do gerador, o valor da corrente de falta no estator vai decaindo.

Um esquema diferencial pode detectar uma falta fase-terra, dependendo do valor da falta e do tipo de aterramento. Quanto mais o valor da falta à terra é limitado em relação à corrente de carga nominal do gerador, maior o percentual desprotegido do enrolamento do estator.

Esquemas diferenciais não propiciarão proteção de terra em sistemas aterrados por resistência de alto valor com correntes limitadas entre 3 A a 25 A. A Figura 8 mostra a relação aproximada entre a corrente de falta à terra no estator e a percentagem de enrolamento desprotegido.

A norma ANSI/IEEE C37.101-1993 provê alguns esquemas de

Apoio CLAMPER® afap MEGABARRE®

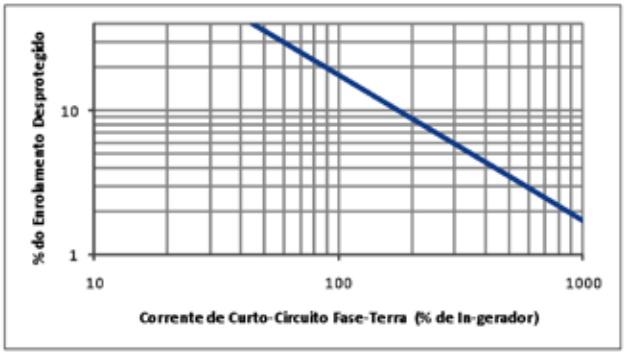


Figura 8 – Porcentagem do enrolamento desprotegido em função do valor da corrente de falta à terra.

proteção de terra sensíveis (sensitive ground).

O esquema mais comumente utilizado para sistemas aterrados por resistência de alto valor consiste da utilização da proteção 59GN, conforme mostrado na Figura 1. Este tipo de relé é projetado para ser sensível à tensão de frequência fundamental e insensível para tensões harmônicas de terceira ordem e outras harmônicas de sequência zero.

O ajuste típico deste relé é ajustado para um pick-up mínimo de aproximadamente 5V. Este tipo de proteção consegue abranger cerca de 2% a 5% do enrolamento do estator. Por questões de segurança deve-se aterrar o secundário do transformador de aterramento (lado do resistor). Esta proteção deve desligar o disjuntor principal do gerador e a turbina.

Quando se utiliza aterramento do neutro do gerador por resistência de baixo valor, a corrente do resistor é escolhida entre 200 A até 150% da corrente nominal do gerador. Aterramento por reatância normalmente limita a corrente de falta entre 25% e 100% da corrente de curto-circuito trifásico. Quando se utiliza um transformador zig-zag de aterramento, o valor normalmente limitado é da ordem de 400 A.

Proteção de sobrecarga

O guia *"Guide for AC Generator Protection"* ANSI C37.102-1996 cita que a norma ANSI C50.13-1977 prescreve que a capacidade térmica de curta-duração do enrolamento da armadura é capaz de suportar o seguinte:

Tabela 3 – Capacidade térmica de curta-duração da armadura conforme ANSI C50.13

Corrente de Armadura (%):	226	154	130	116
Tempo em segundos:	10	30	60	120

O valor de 100% se refere à corrente nominal da maquina à máxima pressão de hidrogênio.

O esquema indicado para este tipo de proteção são os detectores de temperatura (RTDs) ou relés de sobrecorrente que promovam a proteção da curva da Tabela 3.

A proteção de sobrecorrente deve ser de torque controlado e possuir duas unidades: uma instantânea ajustada para 115% da corrente

Apoio CLAMPER® 30 anos afap MEGABARRE®

nominal que é utilizada para controlar o torque da unidade temporizada e outra temporizada com característica extremamente inversa ajustada com pick-up entre 75% e 100% da corrente nominal ajustado para 7s na corrente de 226% da corrente nominal. Com estes ajustes, evita-se operação abaixo de 115% de sobrecarga.

Exemplo 5

Determinar o ajuste da constante de tempo da função 49 de um relé de proteção de gerador, sabendo que ele suporta 150% durante 30 s.

Solução:

O gerador suporta uma sobrecarga de 150% In por 30 s.

Do manual do relé sabe-se que:

$$t = \tau \cdot ln\left[\frac{I^2 - I_p^2}{I^2 - I_b^2}\right] t = \tau \cdot ln\left[\frac{I^2 - I_p^2}{I^2 - I_b^2}\right]$$

[Equação 4]

t = 30 s I = 1.5 In Ip = 1/1.05 = 0.95 (aquecimento prévio)

τ = ? Ib = 1.0 In

$$\tau = \frac{t}{ln\left[\frac{I^2 - I_p^2}{I^2 - I_b^2}\right]} = \frac{30}{ln\left[\frac{1.5^2 - 0.95^2}{1.5^2 - 1^2}\right]} = \frac{30}{ln\left[\frac{1.3475}{1.25}\right]} = \frac{30}{ln[1.078]} = \frac{30}{0.0751} = 399.4s$$

[Equação 5]

τ = 6.65 minutos

Adota-se

τ = 6 minutos, para proteger o gerador.

Normalmente para o pick-up da função 49 ajusta-se a função para um valor de 1.05 x In.

Função 60 (Supervisão de queima de fusíveis de TPs)

Esta função é conectada conforme a Figura 1. Utilizam-se dois conjuntos de TPs (conectados em Y aterrada-Y aterrada), nos quais entre os circuitos de uma mesma fase de TPs diferentes é conectado um relé que checa a variação da tensão. Em condições normais (sem queima de fusíveis), a tensão no relé 60 é zero. Quando da queima do fusível, a tensão que aparece no relé é a tensão fase-terra. É utilizado um relé 60 em cada fase.

Esta função normalmente retira de operação o regulador de tensão (AVR) e bloqueia todas as funções de proteção que utilizam a tensão para operar de maneira a garantir a não falsa operação dos sistemas, tal como as funções 40, 32, 27, etc.

Recomendações da ANSI C37.102

O guia "Guide for AC Generator Protection" ANSI C37.102-1996 traz prescrições e indicações para as funções aqui apresentadas e outras que devem também ser consultadas.

***CLÁUDIO MARDEGAN** é engenheiro eletricista formado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (atualmente Unifei). Trabalhou como engenheiro de estudos e desenvolveu softwares de curto-circuito, load flow e seletividade na plataforma do AutoCad®. Além disso, tem experiência na área de projetos, engenharia de campo, montagem, manutenção, comissionamento e start up. Em 1995 fundou a empresa EngePower® Engenharia e Comércio Ltda, especializada em engenharia elétrica, benchmark e em estudos elétricos no Brasil, na qual atualmente é sócio diretor. O material apresentado nestes fascículos colecionáveis é uma síntese de parte de um livro que está para ser publicado pelo autor, resultado de 30 anos de trabalho.*

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