

DISJUNTORES ABB PARA PROTEÇÃO DE GERADORES

INTRODUÇÃO

Como geradores elétricos são máquinas rotativas, podem facilmente estar sujeitos a falhas internas ou anomalias resultantes do sistema ao qual eles estão ligados. Por esta razão, o sistema de proteção utilizado deve ser eficiente para proteger o gerador de forma adequada.

Atualmente com a escassez de oferta de energia os geradores estão sendo usados como fontes para suprir a alimentação nos horários de ponta e em faltas. Uma unidade geradora em geral pode consistir de uma máquina primária (motor Diesel, turbina a vapor, turbina hidráulica etc), juntamente com um alternador trifásico síncrono para a produção de energia elétrica, o qual pode ser usada para consumo e para a possível venda à rede de energia. Outras aplicações para geradores síncronos são em navios, onde no equipamento se encontra a fonte de energia elétrica para todo o barco ou como grupo gerador fornecendo energia de emergência para instalações industriais. Em geral, o gerador consiste sempre na interligação do alternador com a máquina primária e o Pannel de comando, regulação, proteção e controle. A unidade é normalmente utilizada para a produção de energia elétrica de emergência ou para o pico de demanda (quando instalado em paralelo a uma rede de alimentação) ou como a única fonte de energia continuamente disponível. O gerador constitui a mais delicada e dispendiosa parte de um sistema elétrico. Consequentemente, a redundância das proteções previstas, especialmente aqueles que protegem a máquina das faltas pesadas, devem ser observadas. A proteção do sistema para um gerador é complexa, e complicado tanto para calibrar quanto para controlar. Para máquinas de baixa potência dos sistema de proteção é mais simples, os tipos de proteção são reduzidas e redundância, por exemplo, eliminadas. Geradores de baixa tensão podem normalmente ser divididos naqueles permanentemente ligados em paralelo com a rede e geradores que trabalham em *modo ilha* (isolados). Para efeitos da presente publicação, essencialmente pensar em geradores síncronos utilizados em aplicações como a cogeração, mini ou pequenas centrais hidrelétricas, usinas movidas a biomassa e grupos diesel geradores de energia. Estes últimos são tipicamente utilizados em navios ou áreas remotas, em que a geração de energia é por geração em ilha.

Este Artigo Técnico de Aplicação pretende explicar aos leitores os principais aspectos das aplicações mais importantes para proteção de geradores e apresentar soluções ofertadas pelos produtos ABB SACE.

Maiores informações poderão ser lidas no Artigo Técnico original em inglês, disponibilizado pela internet.

1. APLICAÇÕES EM SISTEMAS INTERLIGADOS E EM ILHA

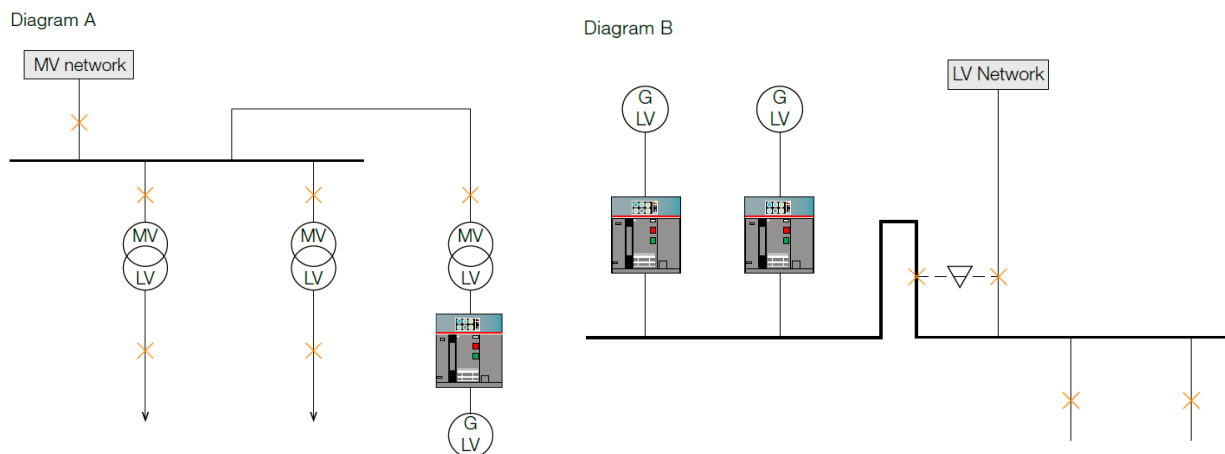
- 1.1. **Conectados à rede:** cogeração, mini ou pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, geração a Diesel. Neste contexto, podemos distinguir entre média tensão a ligação à rede da Concessionária (diagrama A) ou conexão em baixa tensão (diagrama B).

Em conexão de média tensão para a rede de utilidade pública (diagrama A), a posição natural do SACE Emax 2 disjuntor com um relé de proteção Ekip G protege um único gerador de baixa tensão. As proteções mais utilizadas para isso são as definidas pelo código ANSI:

- 40 (Perda de excitação);
- 27 (Subtensão);

59 (Sobretensão),
 50 (Sobrecorrente Instantâneo);
 51 (Sobrecorrente Temporizado);
 81H (Sobrefrequência);
 81L (Subfrequência);
 49 (sobrecarga);
 32RP (Direcional de potência).
 25 (Check de Sincronismo)
 81R (Taxa de variação de frequência)

Na conexão de baixa tensão com a rede da concessionária (diagrama B) as proteções mais utilizadas são as mesmas que as descritas no parágrafo anterior, com a adição, se vários geradores de baixa tensão são utilizados, de uma proteção para controlar as condições de sincronismo (ANSI 25), que é necessária para verificar que as máquinas estão em sincronismo antes do fechamento do disjuntor, seja entre rede e gerador ou entre geradores. Na configuração mostrada no Diagrama B, a proteção tem que ter um conjunto de proteções que compreendem ANSI 25, 27, 59, 81H, 81L, 81R (proteção anti-ilhamento baseada na fluência da frequência). O relé de Proteção presente no Emax 2 Ekip G oferece todas essas proteções, inclusive ANSI 25 e 81R.



1.2. Sistemas em Modo Ilha: Plantas de geração que estão isoladas (Não interligadas ao Sistema)

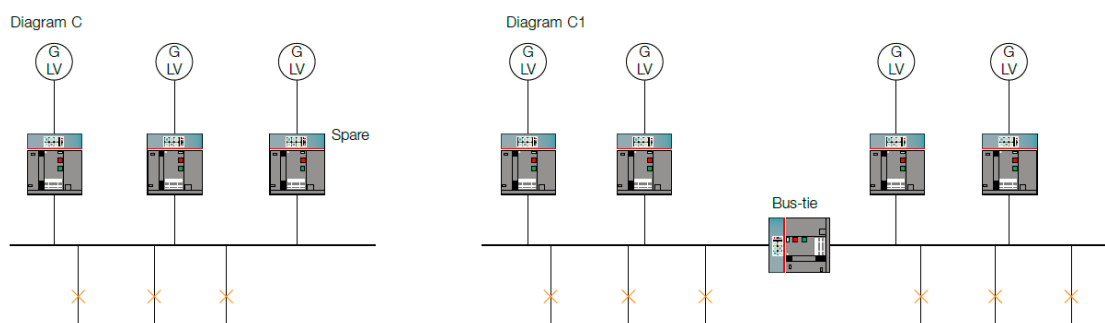
Neste contexto, o disjuntor SACE Emax 2 pode ser usado tanto como um disjuntor de máquina, bem como um "TIE", como mostrado no diagrama C e C1

Para aplicação em ilha as proteções mais usuais são de acordo com código ANSI:

32P (Direcional de Potência);
 32RP (Potência Ativa Reversa);
 40 (Perda de excitação);
 50 (Sobrecorrente Instantâneo);
 51 (Sobrecorrente Temporizado);
 59N (Sobretensão residual ou sobretensão de neutro);
 27 (Subtensão);
 59 (Sobretensão);
 81H (Sobrefrequência);

81L (Subfrequência).

O relé de proteção presente no disjuntor Emax 2 Ekip G é capaz de fornecer todas essas proteções, incluindo 59N. Para além das proteções de sobrecorrente, uma função que pode ser frequentemente necessária é ANSI 25 (Verificação de sincronismo). As proteções que estão disponíveis no Ekip G satisfazem as prescrições das principais normas e regulamentos internacionais que fornecem instruções sobre o correto controle das proteções de geradores síncronos em, por exemplo, navios ou plantas tradicionais. Como exemplo podemos citar a norma IEC 60034-1 "Máquinas Elétricas Rotativas – Part 1: Classificação e Desempenho "Ou IEEE C37.102" Guia para proteção de Geradores AC " ou as prescrições fornecidas pelo registo dos navios, como DNV, RINA etc. As funções de proteção disponíveis são codificadas de acordo com IEEE C37.2 "Padrão para número das funções de proteção de dispositivos elétricos, Siglas e denominações "que também é conhecido como o código de ANSI.



2. CARACTERÍSTICAS DE PROTEÇÃO

As proteções necessárias dependem do tipo de planta e aplicação, o que torna a padronização de proteção / aplicação difícil. No entanto, as proteções mais necessárias também de acordo com as indicações fornecidas pelas normas indicadas acima ou regulamentos podem ser resumidas, por exemplo, na Tabela 1.2. As funções de proteção disponíveis no Relé Ekip G são ativadas individualmente e, assim, permitem que o usuário possa criar o pacote de proteções que atendam às necessidades de proteção da planta.

Se assumirmos como um intervalo de variação da tensão de geradores usado em sistemas elétricos cujos valores variem de 220V e 1000V, e considerando que o intervalo das correntes nominais dos disjuntores variam de 400A a 6300A, é possível determinar a gama de poder que os disjuntores ABB SACE Emax 2 podem viabilizar nas instalação, que tem um intervalo aproximado de 300KVA para 10MVA de acordo com os valores de potência normalizados fornecidos pelos diferentes fabricantes.

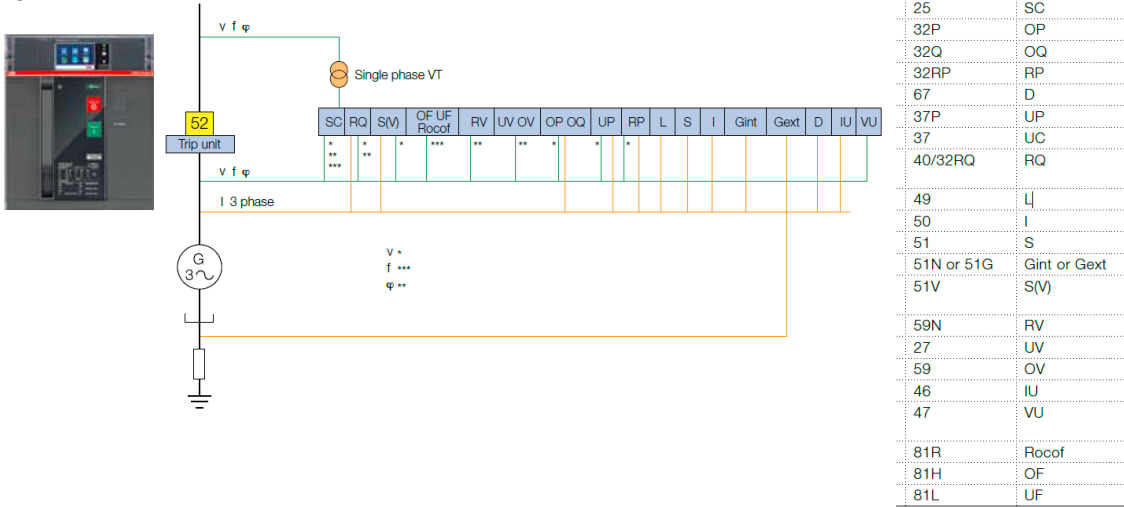
Tabela 1-2			
Proteção para Geradores Síncronos:	SnG < 500kVA	500kVA < SnG < 1500kVA	SnG > 1500kVA
Proteção contra falha no gerador:			
- Direcional de Potencia Ativa	●	●	●
Proteção contra sobrecarga:			
-Corrente Máxima	●	●	●
- Desbalanceamento de Corrente	—	—	●
Proteção contra falta no Sistema:			
Perda de Excitação	—	●	●
Mínima e Máxima tensão	●	●	●
Proteção contra variação de Frequência:			
Mínima e Máxima Frequência	●	●	●
Proteção contra perda de Rede:			
Mínima e Máxima Frequência	—	●	●
Proteção contra perda no sistema de Isolação:			
Falta a terra no Estator	—	●	●

O relé de proteção Ekip G que está disponível na nova família de disjuntores abertos SACE Emax 2 atua e controla o disjuntor diretamente, sem a interposição de transformadores externos, tanto para tensão como para corrente até 690V. Além da vantagem financeira, a solução é extremamente compacta e é comportada por todos os modelos de Painéis existentes no mercado bem como com o novo Painel ABB System Pro E, painel que atende aos requisitos da IEC 60439-1 e IEC 61439-1.

O disjuntor permite que as tomadas de tensão a serem instaladas tanto para o lado inferior (padrão) ou o lado superior (a pedido) possam, por conseguinte, sempre está posicionado no lado do gerador, permitindo, assim, o monitoramento da tensão e frequência. Que as funções de proteção relativas fiquem ativas independentemente do estado do disjuntor e ser capaz de sinalizar anomalias antes do fechamento do mesmo.

A Figura 1-3 é um diagrama de funções disponíveis e das grandezas medidas para a operação das proteções. Nos parágrafos seguintes, serão mostradas as funções de proteção individuais, considerando uma breve descrição da proteção e do seu modo de funcionamento. Os principais parâmetros característicos são analisados e, finalmente, a faixa de ajuste será definida e um exemplo de uma definição será dado. Dependendo do modo de controle de anomalia selecionada, para cada proteção pode ser decidido se a resposta à falha deve disparar o disjuntor ou gerar um sinal de alarme. Por meio da opção "Ativar Trip", o relé de proteção vai comandar o disjuntor para abrir no final do set de tempo. Durante o intervalo de tempo e depois do disjuntor ser disparado um sinal estará disponível, que pode ser através de um contato auxiliar ou através de uma mensagem quando usado um dos módulos de rede disponíveis no disjuntor (Modbus, Profibus, Devicenet, Modbus TCP, Profinet, Ethernet IP e IEC 61850).

Figure 1-3



3. UNIDADE DE PROTEÇÃO EKIP G

ANSI 51V - Sobrecorrente com restrição de tensão

No caso de uma falha nos terminais do gerador o valor inicial da corrente de falha depende do valor da reatância subtransitória X''_d da máquina. O tamanho desta corrente evolui ao longo do tempo e é regulada pela reatância transitória direta valores x'_D e reatância síncrona X_d com base nos valores das constantes de tempo correspondentes. É possível assim mover a partir de um valor de corrente de falha inicial que é cerca de 6-10 vezes a corrente nominal do gerador para uma corrente de avaria trifásica, em condições de serviço que pode ser inferior a corrente nominal do gerador a plena carga. Este fenômeno é porque a reatância síncrona que governa a operação normal pode ser inferior a reatância síncrona de serviço em condições de

falha. A proteção ANSI 51V, tem configurações em uma corrente maior que correntes de operação normais, mas fornece proteção adequada porque pode transferir os limites atuais para os valores mais baixos de disparo em resposta a uma dada redução da tensão nos terminais do gerador. Assim, a proteção ANSI 51V que, em caso de uma falha fornece limiares de proteção atuais que serão rebaixados com a redução de tensão para as cabeças do gerador poderia fornecer back-up de proteção além do tempo-corrente das proteções tradicionais. O limite de disparo da função ANSI 51V permite configurações apropriadas para ser obtida no tempo de corrente tradicional proteção que não interferem com a operação normal da máquina. Além disso, esta função pode ser usada para fornecer proteção térmica, definindo a curva de disparo da função 51V abaixo da curva que define o limite térmico da máquina.

A proteção pode ser habilitada de duas formas:

Step Mode (Modo Passo)

Com a função de duplo limiar no modo passo, é possível definir:

- I20; t20 que definem o primeiro limiar;
- U, que define o nível de tensão em que a tradução do limiar de I20 começa;
- Ks que define o coeficiente de tradução do limiar.

Analogamente, os parâmetros I21; t21; U2; KS2 do segundo limite também pode ser definido. U e U2, bem como Ks e KS2, podem ser diferente.

Se a tensão medida pela unidade de desengate é maior do que U e U2, que é o parâmetro de tensão definida pelo usuário como começando ponto para a tradução do limiar de corrente, os limiares I20 e I21 estão ativos.

Portanto, como o gráfico da Figura 2-3,1 mostra, se a tensão medida é inferior a U, em seguida, o limiar de I20 do primeiro passo é diminuída pelo coeficiente conjunto Ks. O

tempo de trip permanece inalterado. Em seguida, o novo limiar de trip será $Ks \times I20$; t20.

Analogamente para a segunda etapa de proteção: se a tensão medida é menor do que U2, em seguida, o limiar é reduzido I21 de acordo com o fator conjunto KS2. O tempo de trip permanece inalterado.

Em seguida, o novo limiar de trip será $Ks2 \times I21$; t21.

O procedimento descrito para o primeiro limiar pode ser aplicado também para gerenciar a proteção com um único limiar com parâmetros únicos.

I20; t20; Ks; U.

A unidade de trip Ekip G irá considerar como trip se a corrente medida for maior que o limite definido para um tempo mais longo do que o tempo estabelecido.

Linear Mode (Modo Linear)

Com a função de duplo limiar no modo linear, é possível definir:

- I20; t20 que definem o primeiro limiar
- Uh que define o nível de tensão em que a tradução do limite de I20 começa de acordo com um coeficiente Ks * calculada por interpolação entre Uh; 1 e UI; Ks.
- UI define o nível de tensão em que as extremidades de interpolação e abaixo do qual o coeficiente de tradução são Ks.
- Ks que define o parâmetro de tradução ligado para UI.

Analogamente, os parâmetros I21; t21; Uh2; UI2; KS2 do segundo limiar pode também ser ajustado. UI; UI2 e Uh; Uh2, bem como Ks e KS2, e também os valores parciais obtidos pela interpolação pode ser diferente.

Portanto, como o gráfico da Figura 3-3,1 mostra, para operar tensões superiores a Uh, o limite inicialmente previsto para o primeiro passo I20; t20 está ativo, enquanto que se a operar tensão cai abaixo Uh, a unidade de trip devem calcular Ks *. O limiar é I20 diminuiu de acordo com o fator de correção calculado pela unidade de trip. O tempo de trip permanece inalterado. Como consequência, o novo limite de trip torna-se $Ks * I20$; t20. Pelo contrário, quando a tensão cai abaixo de UI, a proteção deve utilizar o coeficiente de tradução Ks e, portanto, o I20 limiar é diminuído pelo coeficiente do conjunto; o novo limiar torna-se $Ks \times I20$; t20. O mesmo procedimento, por meio dos parâmetros Uh2; UI2; KS2, pode ser aplicado ao segundo limiar. O procedimento descrito para o primeiro limiar pode ser aplicado também para gerenciar a proteção com parâmetros de limites únicos I20; t20; Ks; UI, Uh.

Figure 2-3.1

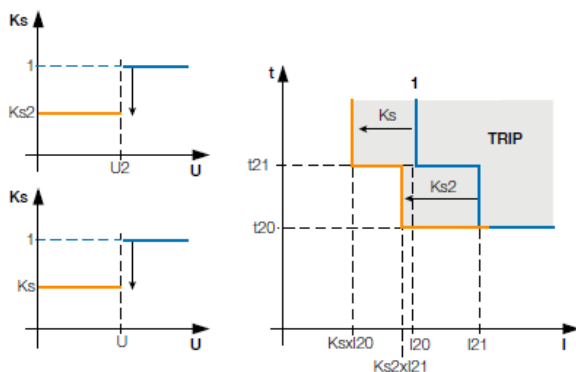
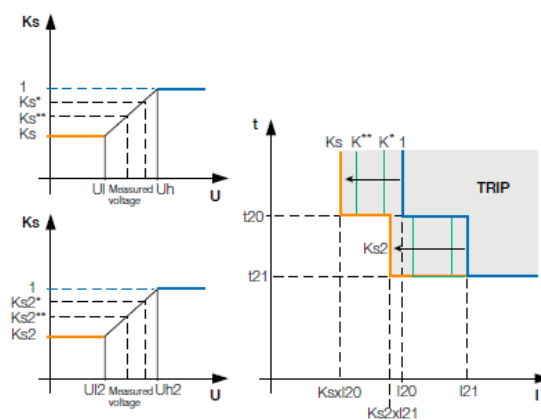


Figure 3-3.1



Exemplo:

Potência (SnG): 2500kVA

Tensão (VnG): 400V

Reatância Subtransitória (X"d): 11%

Corrente Nominal (InG): 3610A

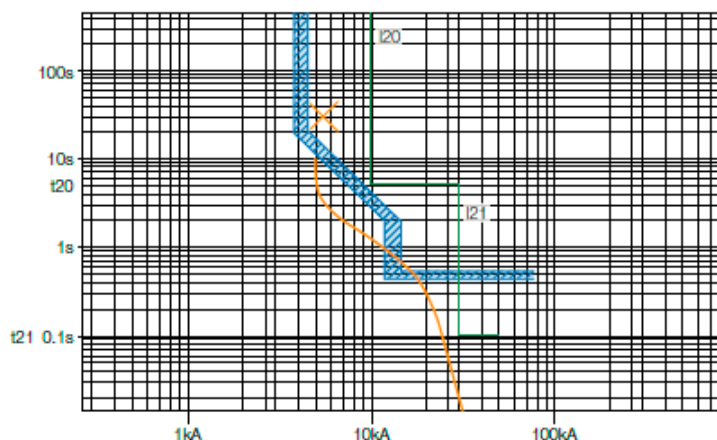
Máxima corrente de Curto-Circuito (IkG): 32,8kA

Este gerador alimenta uma carga que requer 3416 A de corrente nominal e, para este sistema, será utilizado o disjuntor ABB SACE Emax 2 com relé Ekip G Hi-Touch.

A configuração das proteções LSI é mostrado no gráfico da Fig. 4-3.1. A função "L" está ajustada conforme a corrente nominal do gerador e a função "I" está desabilitada para que haja seletividade com os disjuntores à jusante no circuito. Assim, a função "S" será responsável pela proteção contra curto-circuito.

Neste modelo de relé, a proteção "S" possui dois ajustes disponíveis (I20 e I21 - vide curva verde na figura 4-3.1). Assim seu valor inicial será maior do que o valor final para que não haja uma atuação equivocada do disjuntor por conta da curva de partida do gerador (vide curva alaranjada na figura 4-3.1).

Figure 4-3.1



Valores Iniciais:

$I20 = 2.5 \times I_n = 10000A$ $t20 = 5s$

$I21 = 7.5 \times I_n = 30000A$ $t21 = 0.1s$

No relé para proteção de gerador Ekip G Hi-Touch, a proteção S possui dois modos de trip, sendo o primeiro quando a tensão do gerador está dentro da nominal e uma segunda opção para quando há uma queda de tensão, assim as correntes de trip podem ser menores, a fim de manter a vida do gerador

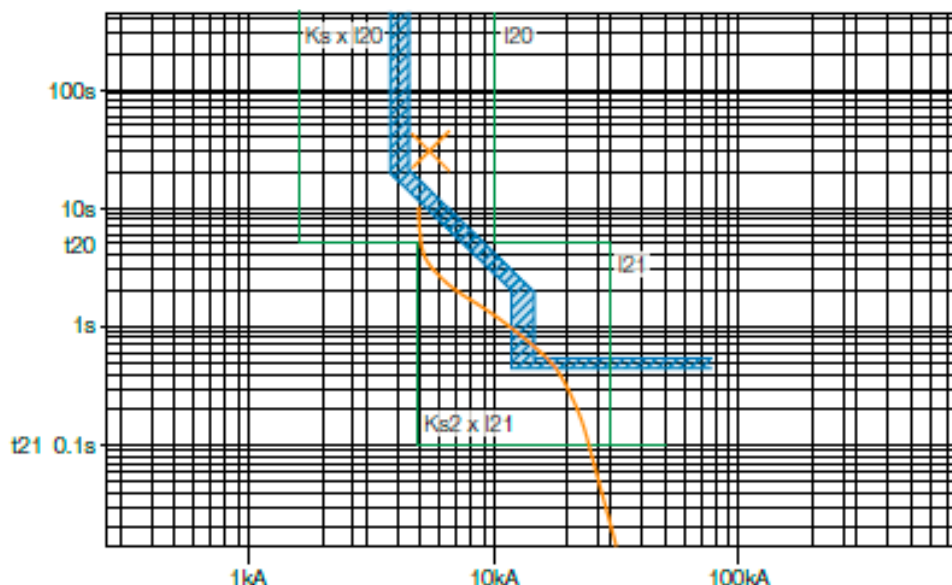
O modo de trip é selecionado no visor e, em seguida, os seguintes valores são definidos:

Definir $UI = UI2 = 75\%$ de Un (Un é a tensão nominal do planta, ela é definida como referência na unidade de trip) Definir $Ks = KS2 = 0,16$ Assim, para operar tensões abaixo $0.75 \times 400 = 300V$ os novos limiares de trip são exibidos no gráfico da Fig. 5-3,1 segundo os seguintes parâmetros:

$$Ks \times I20 = 0.16 \times 2.5 \times In = 1600A \quad t20 = 5s$$

$$Ks2 \times I21 = 0.16 \times 7.5 \times In = 4800A \quad t21 = 0.1s$$

Figure 5-3.1



O gráfico mostra que, após uma queda de tensão nos terminais do gerador causada por uma falha da proteção, S (V) pode ser disparado por correntes que são mais baixas do que aquelas que seria interceptadas por funções normais LSI.

Proteções de Potência

ANSI 32P – Defini o valor máximo de Potência Ativa que a máquina pode fornecer

ANSI 32RP – Proteção contra inversão de fluxo de potência Ativa

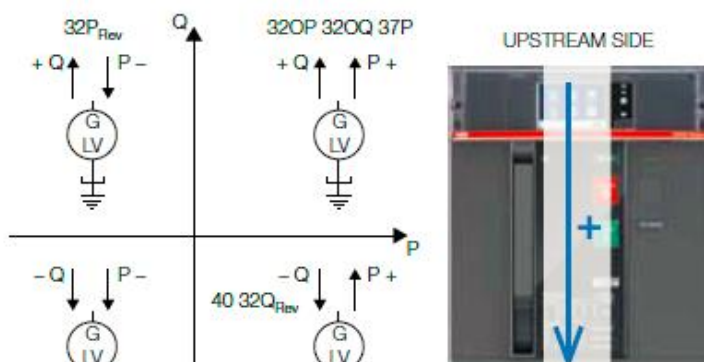
ANSI 32Q – Define o valor máximo de Potência reativa que a máquina pode Fornecer

ANSI 40 / ANSI 32RQ – proteção contra reversão de fluxo de potência Reativa

ANSI 37P – Define o valor mínimo de Potência Ativa para a máquina

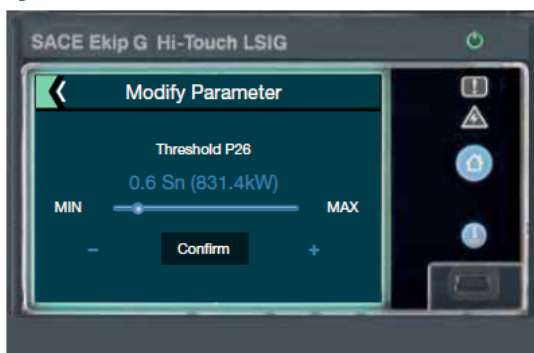
Nos parágrafos seguintes, a convenção adotada é mostrado na Fig. 1-3,2 e que a potência ativa e reativa saindo do gerador é positivo. Na configuração padrão do soquetes de tensão da unidade de trip Ekip G estão no lado inferior e devem estar do lado do gerador para ter uma medição positiva da energia que sai do gerador.

Figure 1-3.2



A configuração de todas as funções de potência referem-se ao nominal S_n energia da unidade de trip calculada com base de tensão e da corrente nominal do disjuntor (Rating plug). A interface gráfica na Fig. 2-3,2 não só mostra a configuração como um múltiplo de S_n , mas indica também o valor correspondente absoluto em [kW] ou [kvar], para ter uma referência em termos absolutos a serem comparados com os limites de potência permitidos para a máquina.

Figura 2-3.2



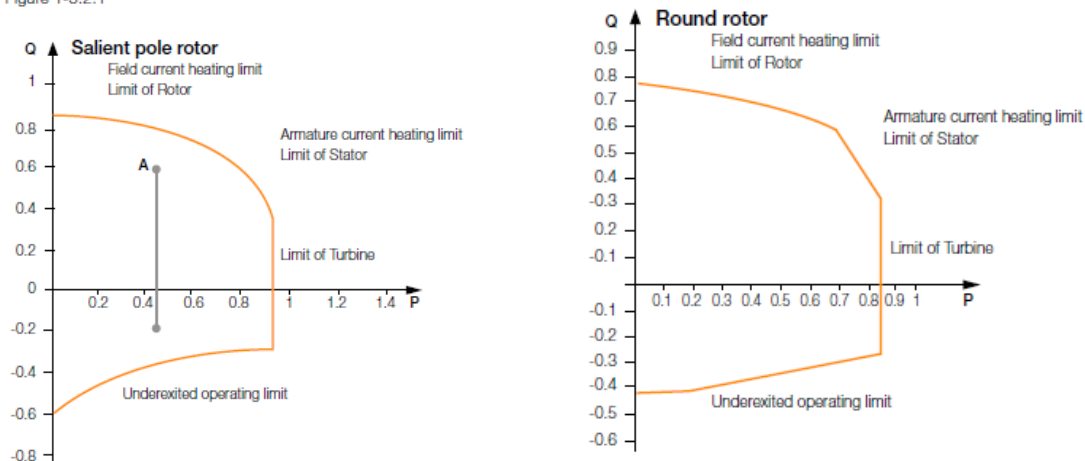
ANSI 40 e ANSI 32RQ

A perda de excitação em um gerador síncrono decorre principalmente de falhas na unidade de energização ou no circuito de campo (Excitação). Por conseguinte, a força eletromotriz no gerador fica deficiente e há uma redução na potência ativa fornecida. A máquina, em seguida, funciona como um gerador assíncrono que consome energia reativa da rede. A nova condição de funcionamento, com a circulação de potência reativa fornecida pela rede, aumenta a temperatura no rotor, campo e circuito supressor. Este fenômeno é particularmente evidente em geradores de rotor redondos e é muito menos marcante em geradores de rotor de polos salientes. Para além dos fenômenos que envolvem a máquina, a tensão é reduzida de forma significativa, com consequente perda de estabilidade do sistema.

A área de trabalho para um gerador pode ser descrita conforme mostrado no diagrama de capacidade em um plano R-X ou P-Q e que consiste nos limites superiores e inferiores das curvas características mostradas por um gerador de rotor de polos redondos e gerador com rotor de polos salientes em coordenadas PQ na Fig. 1-3.2.1.

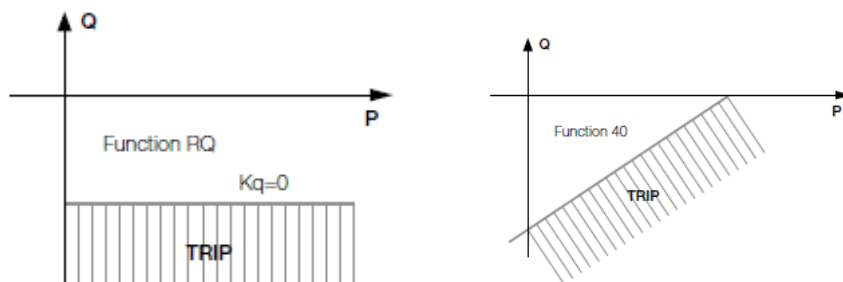
O ponto de trabalho do gerador é normalmente no primeiro quadrante com potência ativa P e reativa Q com um valor positivo que sai do gerador. Em consequência de anomalias, por exemplo redução ou perda de excitação, o ponto de trabalho é transferido para o quarto quadrante e a Potência reativa Q muda de direção, tornando-se negativa e sendo consumida pelo gerador.

Figure 1-3.2.1



A proteção limita a área de trabalho do gerador com potência reativa negativa, ou seja, energia consumida, aproximadamente correspondente a sua curva de limite operacional de subexcitação por uma linha reta com uma inclinação simples ou dupla que, com uma referência geral para a configuração de parâmetros "Qi" (define o ponto de partida no eixo de alimentação Reativa) e "Kq" (indicando o declive da função de proteção) pode ser geralmente representado como $Q = Kq \times P + Qi$. A proteção funciona através da aquisição do total de potência ativa e reativa. Se o ponto de trabalho é inferior a proteção estabelecida esta condição persiste durante um tempo maior do que o conjunto de tempo de trip, a proteção de tripa para abrir o disjuntor ou gerar um sinal de alarme. Uma característica especial da função 40 com inclinação única é que, parametrizando a configuração $Kq = 0$ a curva de trip torna-se uma linha reta que começa a partir do conjunto de parâmetros de "Q" e é paralelo ao eixo do P, como mostrado na Fig. 3-3.2.1, realizando assim o função tradicional de encontro a potência reativa reversa definido pela a sigla ANSI 32RQ.

Figure 3-3.2.1



O exemplo mostra um gerador síncrono trifásico com polos salientes caracterizados por:

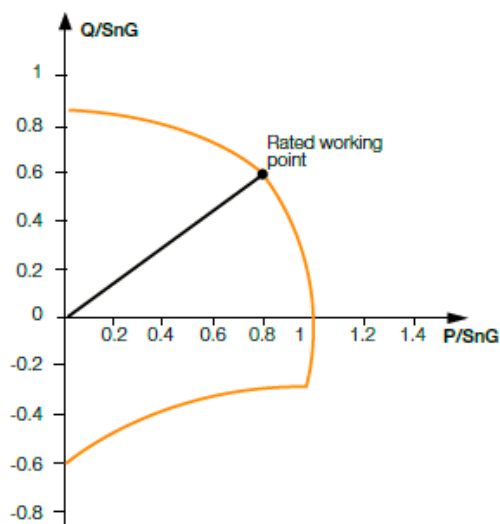
Potência (SnG): 1530kVA

Tensão (VnG): 500V

Corrente Nominal (InG): 1766A

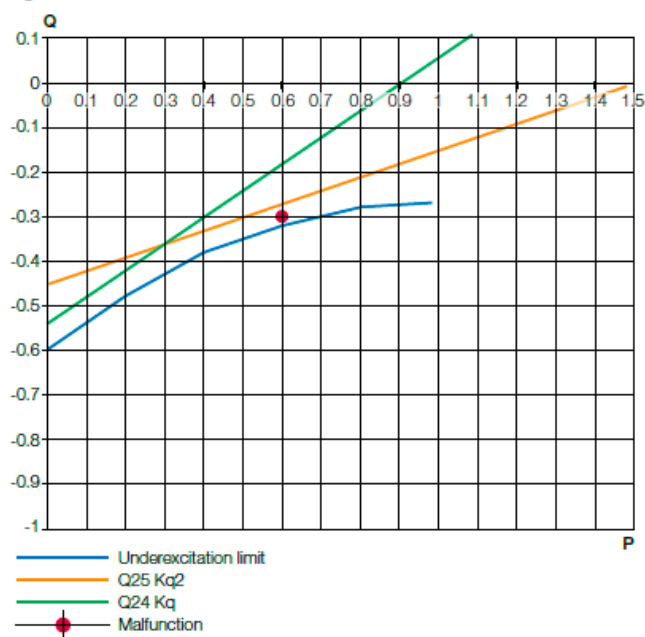
No diagrama de carga PQ como na Fig. 5-3.2.1 mostrando o estator, rotor e limites operacionais de subexcitação. A corrente nominal do gerador permite que um disjuntor SACE Emax 2 de 2000A possa ser utilizado. Com base nesses parâmetros, a unidade de trip calcula o range potência como $Sn = 1.73 \times 500 \times 2000 = 1732\text{kVA}$

Figure 5-3.2.1



O diagrama PQ da máquina mostra que o limite da curva de operação em subexcitação começa a partir de um valor de potência reativa igual a $Q_G = -0.6 \times S_{nG} = -918 \text{ kvar}$. A forma da curva de proteção $Q = K_q \times P + Q_{24}$ permite assim que a unidade de trip Ekip G possa ser ajustado para proteger o máquina adequadamente. Em particular, a seguinte proporção deve ser respeitada: $Q_{24} \times S_n < Q_G$ isto é, $P_{24} < 918/1732 = 0,53$. A definição da intercepção da primeira proteção no eixo Q pode, então, ser fixado em $Q_{24} = 0,48$, o que corresponde a 831kvar, como mostrado no visor da unidade de trip. O parâmetro K_q é fixado em 0.6 e o t_{24} tempo de disparo é fixado em 0.7s. Com o Ekip G Hi-Touch, também é possível utilizar um segundo conjunto de parâmetros de proteção cuja curva que se aproxima mais fielmente à forma do limite de curva do gerador. O estudo leva as seguintes configurações $Q_{25} = 0,4$, o que corresponde a uma indicação no visor da unidade de trip 693kvar. O parâmetro K_{q2} é fixado em 0,3 e o t_{25} tempo de disparo é fixado em 0,5 s. O resultado mostrado no diagrama PQ do gerador (portanto com Q_{24} e Q_{25} recalculado de acordo com a proporção de S_n / S_{nG}) (Fig. 6-3.2.1) mostra como a curva de trip se comporta na proteção de subexcitação da máquina e no caso de uma anomalia que faz com que o gerador opere com os seguintes valores de potência $Q = 1040 \text{ kvar}$ e $P = 520 \text{ kW}$, a unidade de disparo Ekip G irá intervir para eliminar a falha no tempo t_{25} .

Figure 6-3.2.1

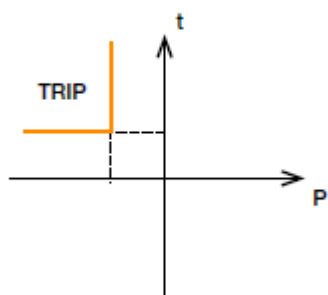


ANSI 32RP

Em condições normais de funcionamento do gerador onde as fontes geradoras tem fluxo de potência ativa para uma carga ou de uma rede, a potência ativa deve ser convencionalmente assumida como sendo positiva. Em operação com o fluxo de energia inverso, ou seja, com potência ativa consumida pelo gerador, que atua assim como um motor, a máquina primária (motor ou turbina) é acionada. A condição de funcionamento semelhante surge quando, por exemplo, no sistema de regulação de velocidade na máquina primária desenvolve uma falha. Usando a proteção de RP Ekip G, é possível proteger a máquina de forma precisa e confiável, devido à grande sensibilidade, amplos limites e tempos de atraso que podem ser definidos para evitar trip acidental no caso de transientes.

As proteções têm um atraso de tempo curva característica com um único limiar como mostrado na Fig. 1-3.2.2. Ela pode ser definida como um limiar de potência como um % de S_n e o seu sentido (o sentido de que a potência é considerado como sendo positivo) e o seu tempo de disparo também pode ser definido. Se a potência ativa total é maior do que o limite definido e a direção é oposta, entra no modo de disparo.

Figure 1-3.2.2

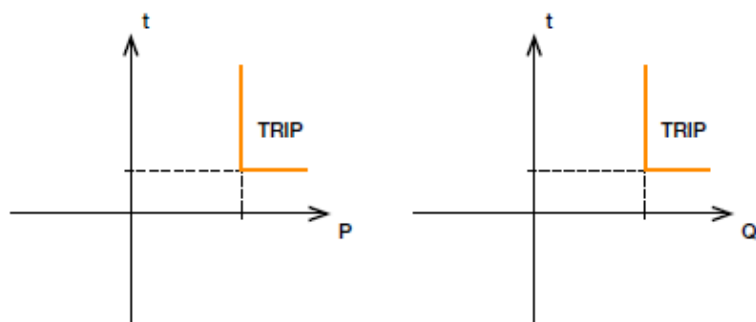


ANSI 32P – Máxima Potência Ativa / ANSI 32Q – Mínima Potência Reativa

Em plantas cujo funcionamento é em modo ilha, a potência necessária do gerador pode ser maior do que a potência máxima que a máquina é capaz de fornecer. Esta condição implica na perda de passo, que é refletido na perda de sincronismo do rotor em relação ao funcionamento da frequência e dá origem a oscilações na tensão do sistema elétrico. A fim de proteger contra essa condição, ou geralmente quando queremos evitar que o gerador forneça muita potência, a proteção ANSI 32P disponível no Ekip G pode ser utilizada para controlar a potência ativa fornecida pela máquina. No caso de sobreexcitação, causadas, por exemplo, por uma desconexão de carga sem nenhuma modificação de energização por causa de uma falha do sistema de controle, o gerador responde com um aumento na potência reativa fornecida. A fim de proteger contra essa condição, é possível usar a proteção ANSI 32Q disponível no Ekip G, que permite que a potência reativa fornecida pela máquina seja controlada.

As proteções têm um atraso de tempo curva característica com um único limiar, como mostrado na Fig. 1-3.2.3. O ajuste de potência é % da potência nominal da unidade de trip.

Figure 1-3.2.3

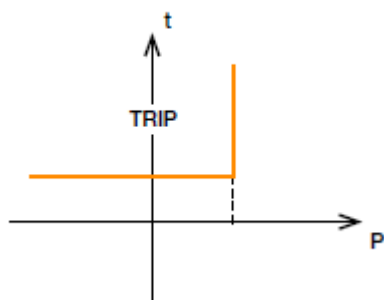


ANSI 37 – Mínima Potência Ativa

Em condições normais de funcionamento da máquina uma função de proteção também pode ser fornecida contra um mergulho excessivo na potência ativa fornecida pelo gerador conectado à rede. A função dedicada a este tipo de proteção é a proteção de energia ativa mínima identificada pelo código ANSI 37, que poderia ser usado para disparar o disjuntor de uma máquina operando em modo ilha para evitar excesso de operações seguidas na unidade, por exemplo, sobre a turbina, ou mais simplesmente desligar o gerador após corte excessivo das cargas, assim com uma diminuição da potência utilizada

As proteções têm um atraso de tempo curva característica com um único limiar como mostrado na Fig. 1-3.2.4 e seu poder e tempo de desligamento pode ser definido. A definição da potência é um % da potência nominal de trip.

Figure 1-3.2.4



Exemplo:

SnG: 1200kVA

VnG: 400V

InG: 1732A

PnG: $0.8 \times S_nG = 960\text{kW}$

QnG: $0.6 \times S_nG = 720\text{kvar}$

Pmax er: $0.9 \times P_nG = 864\text{kW}$

Pmin er: $0.25 \times P_nG = 240\text{kW}$

Qmax er: $0.7 \times Q_nG = 504\text{kvar}$

Pmin ass $0.15 \times P_nG = 144\text{kW}$

Com referência à corrente nominal do gerador, o disjuntor SACE Emax com corrente nominal de 2000A é considerado. A potência nominal da unidade de trip para proteção é $S_n = 1385.6\text{kVA}$. As definições de diversas proteções são, então, determinado:

Para definir a proteção ANSI 32P, os dados de potência ativa admitidas para a gerador deve ser proporcional à potência nominal da unidade de disparo, de acordo com a proporção $864 / 1385,6 = 0,624$. Por exemplo, a proteção será fixada em $P_{26} = 0,600$, o que corresponde a 831.384kW com um tempo $t_{26} = 0.5\text{s}$. Assim, quando o gerador fornece maior potência ativa e esta condição permanece por um mais tempo do que o tempo ajustado, a proteção será acionada.

Para definir a proteção ANSI 37P, os dados de potência ativa admitidas para a gerador deve ser proporcional à potência nominal da unidade de disparo, de acordo com a proporção de $240 / 1385,6 = 0,173$. Por exemplo, a proteção será fixada em $P_{23} = 0,180$, o que corresponde a 249.415kW com um tempo $t_{23} = 0.5\text{s}$. Assim, quando o gerador fornece uma potência ativa inferior, e esta condição permanece por um mais tempo do que o tempo ajustado, a proteção será acionada.

Para definir a proteção ANSI 32Q, os dados de potência reativa permitidos para o gerador deve ser proporcional à potência nominal da unidade de disparo, de acordo com a relação de $504 / 1385,6 = 0,364$. Por exemplo, a proteção será fixada em $Q_{27} = 0,355$, o que corresponde a 491.902kW com um tempo $t_{27} = 0.5\text{s}$. Assim, quando o gerador fornece uma potência reativa

superior, e esta condição permanece por um mais tempo do que o tempo ajustado, a proteção será acionada.

Para definir a proteção ANSI 32RP, os dados de potência ativa admitidas para o gerador deve ser proporcional à potência nominal da unidade de disparo, de acordo com a proporção $144 / 1385,6 = 0,104$. Por exemplo, a proteção será fixado em $P11 = 0,1$, que corresponde a 138.56kW com um tempo $t11 = 3s$. Em seguida, quando o gerador consome uma potência ativa superior (direção oposta à direção definida como referência) e esta condição permanece por um mais tempo do que o tempo ajustado, a proteção será acionada.

A definição das várias proteções no gráfico que mostra o valor limite permitido para o gerador deve se referir ao potência de referência do gerador. Tabela 1-3.2.5 e gráficos 1-3.2.5 para resumir e 3-3.2.5 mostram as configurações.

ANSI 81H – Sobrefrequência e ANSI 81L – Subfrequência

Um aumento de frequência acima do valor nominal é uma consequência do excesso de potência de condução em comparação com a potência ativamente requerida pela carga conectada à máquina. Esta condição surge, por exemplo, por causa da carga de desconexão após a eliminação da parte da instalação afetada por um falha. Normalmente, o circuito de controle do gerador é ativado pelo regulador de velocidade para lidar com a anomalia e ajustar a máquina primária para retornar a frequência ao valor nominal. Se o dispositivo de controle do gerador é incapaz de restaurar a frequência nominal, para evitar danos mecânicos para a máquina primária (turbina / motor) e para evitar que as cargas recebam uma frequência acima dos limites estabelecidos, o relé Ekip G pode ser usado para proteger contra o excesso de frequência. Por outro lado, a redução da frequência em comparação com o valor nominal é devido a uma diminuição da potência fornecida pelo gerador que é devido a uma condição de carga que requer maior potência do que o que pode ser fornecido pelo gerador, por exemplo seguinte desconexão da rede o que altera a operação para de modo ilha e não é suportado pelo gerador.

Nesta condição a desconexão de carga pode ser um procedimento e uma ação para restaurar o equilíbrio entre os tipos de potência e restaurar assim o valor nominal da frequência. O Relé de proteção Ekip G contra quedas de frequência UF pode ser usado para ativar uma lógica de separação da carga ou para desligar o gerador. Restaurando a frequência ou até mesmo o desligamento pode ser usados para salvaguardar a fonte mecânica que aciona o gerador, e o monitoramento da frequência deve ser conectado do lado do gerador, assim a proteção estará ativa, mesmo que o disjuntor esteja desarmado. Nesta condição, no caso de uma anomalia a proteção gera um sinal de alarme. Se a anomalia ocorre com o disjuntor fechado após o sinal de alarme, o usuário também pode definir o trip do disjuntor. As proteções de frequências para a unidade de trip Ekip G Touch tem, como mostrado na Fig. 1-3,3, uma característica de curva de retardo de tempo definido com um único limiar definido pelos parâmetros $f13-t13$ para o máximo de frequência e $f12-t12$ para o UF frequência mínima; ou para o Ekip G Hi-Touch, ainda com um uma curva de tempo definido, mas com um duplo limite definido pelos parâmetros $f12-T12$; $f17-T17$ para a OF frequência máxima e $f13-t13$; $f18-T18$ para o mínimo de UF frequência. Para ambas as opções as proteções de frequência pode ser definida como um % do conjunto de classificação de frequência e o tempo de trip também pode ser definido. As funções da UF e pode ser excluído. O duplo limiar, por exemplo, proporciona proteção tanto de alterações de curta duração e prolongadas.

Exemplo:

Para um gerador com uma frequência de 50Hz, e compatibilidade com as exigências de controle da planta e do gerador, uma dupla proteção limite está prevista para o máximo e mínimo de frequência a qual funciona com os seguintes parâmetros de trip:

Sobrefrequencia (OF)

Limiar baixo 50,5Hz com tempo de desligamento de 8s.

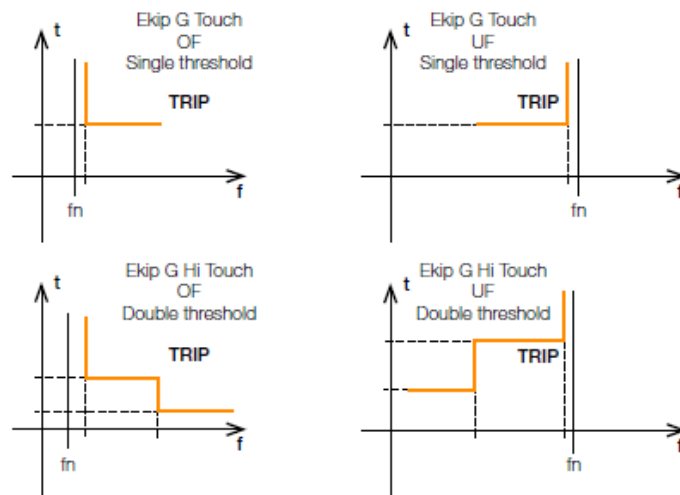
Limiar elevado: 51,5Hz com tempo de desligamento de 3s.

Subfrequencia (UF)

Limiar elevado 48,5Hz com tempo de desligamento de 10s.

Baixo limiar 47,5Hz com tempo de desligamento de 2,2s.

Figure 1-3.3



Tendo em vista a característica necessária para a proteção, o relé Ekip G Hi-Touch precisa ser usado. Como disse, os ajustes devem ser adaptados para a frequência nominal, no caso do exemplo devem ser efetuadas as seguintes definições:

$$\text{OF f13} = 50.5/50 = 1.01 \times \text{fn} \quad \text{t13} = 8\text{s}$$

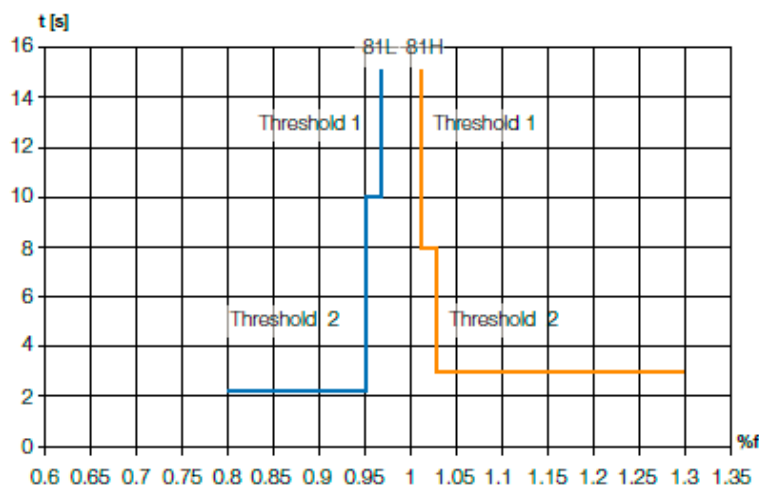
$$\text{OF f17} = 51.5/50 = 1.03 \times \text{fn} \quad \text{t17} = 3\text{s}$$

$$\text{UF f12} = 48.5/50 = 0.97 \times \text{fn} \quad \text{t12} = 10\text{s}$$

$$\text{UF f18} = 47.5/50 = 0.95 \times \text{fn} \quad \text{t18} = 2.2\text{s}$$

Que geram o disparo curvas de proteção de frequência mostrada na Fig. 2-3.3.

Figure 2-3.3



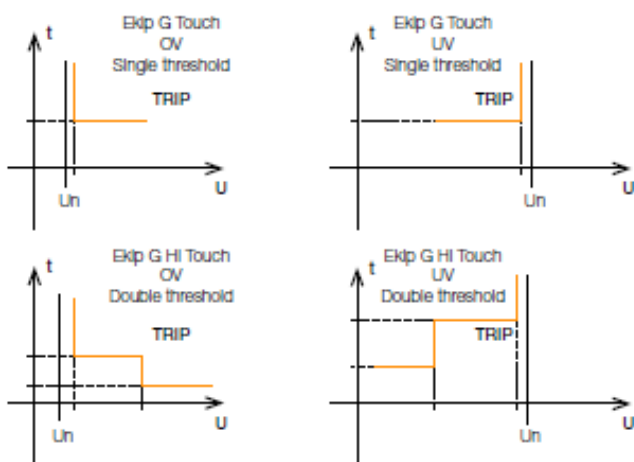
ANSI 27 – Subtensão e ANSI 59 – Sobretensão

A função de UV dedicado a controlar a tensão mínima a níveis aceitáveis nos terminais do gerador é identificado pelo código ANSI 27. Para geradores, operação contínua com potência nominal e frequência, e com tensão mínima de 95% é normalmente permitido. Para tensões inferiores, fenômenos indesejáveis podem surgir, tais como: a alteração das condições de estabilidade, uma percentagem de energia reativa feita a partir da rede, e uma anomalia nas cargas conectadas. É prática comum atribuir um sinal de alarme para o mínimo proteção de tensão, de tal modo a permitir que o operador tome as devidas precauções, por exemplo, agindo no regulador de automática de tensão para remediar uma situação irregular mas o disparo do disjuntor também pode ser utilizado para desligar a máquina. A proteção de mínima tensão também pode ser considerado como uma proteção de back-up de segurança em caso de um curto-circuito no gerador e o fracasso das proteções dedicados a intervir. Um exemplo típico de redução da tensão pode ser aquela em que em uma planta fornecidos por diversos geradores uma das máquinas desconecta. Existe, portanto, um desequilíbrio entre o potência fornecida e a potência requerida pelas cargas. Os geradores que permanecem conectados reagem, tentando compensar a falta de energia com o aumento da corrente e uma redução da tensão nos seus terminais. A proteção de Tensão mínima do Ekip G pode ser usado para evitar falhas de funcionamento da máquina.

A função OV dedicada a controlar a tensão máxima em nível aceitáveis nos terminais do gerador é identificado pelo código ANSI 59. Os geradores são normalmente concebidos para operar continuamente uma potência nominal e frequência, a um nível de tensão que pode chegar a 105% da tensão nominal da máquina. Manter sobretensão acima dos limites permitidos podem causar sobreexcitação e estresse excessivo para o sistema de isolamento. Sobretensão anormal no gerador pode ocorrer após uma falha no regulador de tensão ou após uma mudança na velocidade da máquina primária como sequência de uma perda repentina de carga. A proteção de sobretensão do Ekip G permite que a planta a ser protegida nesta condição, o que é particularmente arriscada para hidrogeradores ou turbinas a gás. As proteções de tensão estão concluídas pela proteção VU contra desequilíbrio de tensão e detecção do sentido de rotação das fases (ANSI 47).

A unidade de trip monitora as três tensões de fase no lado do gerador, mesmo quando o disjuntor da máquina está aberto. Neste caso, uma anomalia de tensão que excede o limite estabelecido gera um sinal de alarme que pode ser controlado na lógica de seleção da máquina. Se a anomalia é gerado com o disjuntor fechado, para além do sinal de alarme, o disjuntor pode ser acionado. Ambas as proteções para Ekip G Touch têm um atraso de tempo curva característica com um único limiar definido pelos parâmetros U8-T8 por UV e pelos parâmetros U9-T9 para OV, enquanto para Ekip G Hi-Touch são duplo limiar de tensão e tempo de trip pode ser ajustado de acordo com os seguintes parâmetros U8-T8 U15-t15 para UV e U9-U16 t9-t16 para OV, como mostrado na Fig. 1-3,4. O duplo limiar permite maior mudanças de curto prazo e pequenas mudanças de longo prazo para ser controlada.

Figure 1-3.4

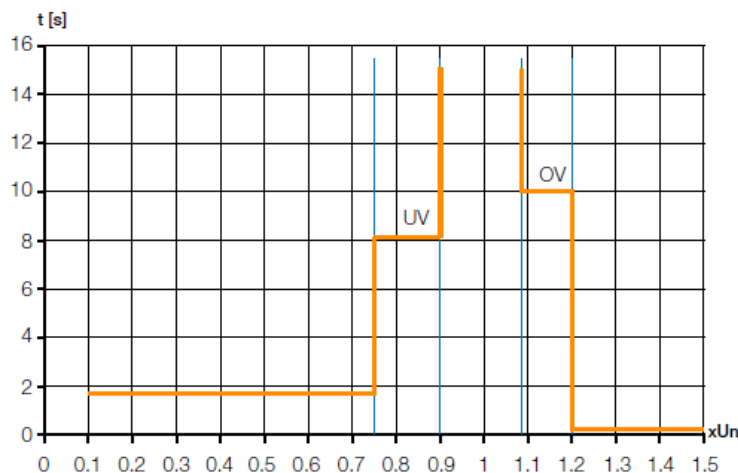


Exemplo:

Proteção de mínima e máxima tensão com dois limiares de trip são necessários. A unidade de trip Hi-Touch Ekip G deve, portanto, ser utilizada pois fornece a proteção necessária com dois limiares de tempo constante. Os limiares estabelecidos dependem do conjunto de tensão nominal, o que coincide com a tensão nominal do gerador, que assumimos para ser 690V. Para UV proteção de mínima tensão, um maior tempo de trip é necessário para a tensão abaixo de 0,9 da tensão nominal do gerador e um tempo de disparo mais rápido para tensão nominal abaixo de 0,75 da tensão nominal do gerador. Para OV proteção de máxima tensão, um maior tempo de trip é necessário para tensão acima de 1,08 da tensão nominal do gerador e um tempo de disparo mais rápido para tensão nominal acima de 1,2 da tensão nominal do gerador. A fim de cumprir com os requisitos deste exemplo, as configurações selecionadas são listadas abaixo e o disparo As curvas são mostrados na Fig. 2-3,4

Função de Subtensão (UV)			
Primeiro Limite	U8	0,9xUn	com tempo de Trip t8 = 8s
Segundo Limite	U15	0,75xUn	com tempo de Trip t15 = 1,5s
Função de Sobretensão (OV)			
Primeiro Limite	U9	1,08xUn	com tempo de Trip t98 = 10s
Segundo Limite	U16	1,2xUn	com tempo de Trip t16 = 0,1s

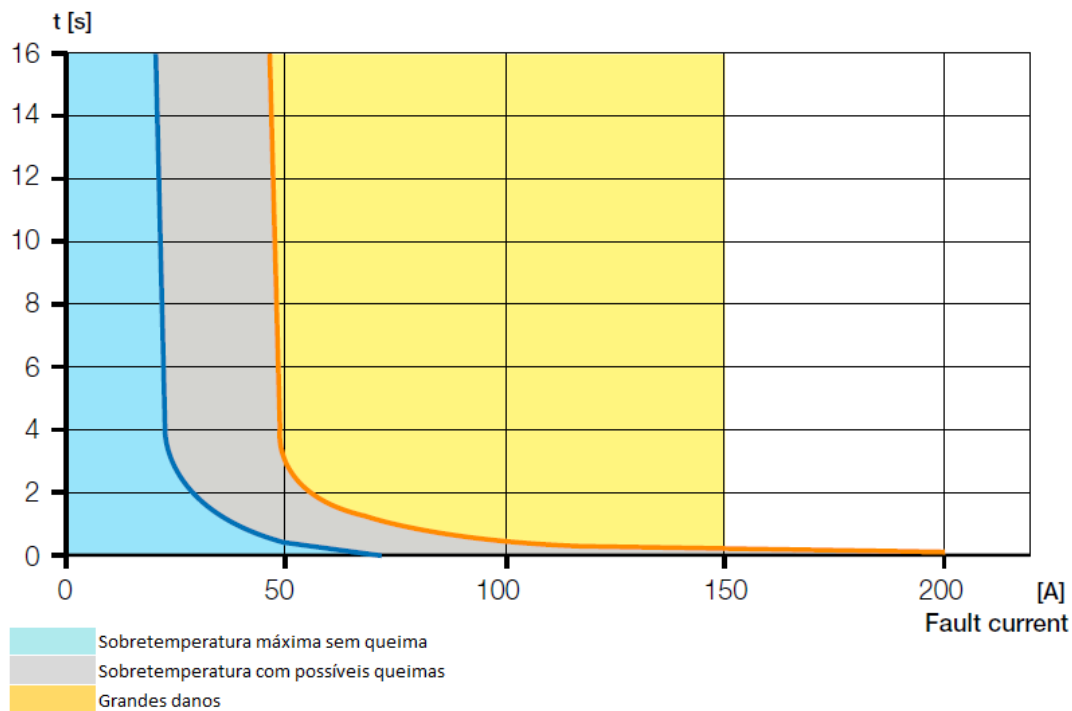
Figure 2-3.4



ANSI 59N – Sobretensão residual ou sobretensão de neutro

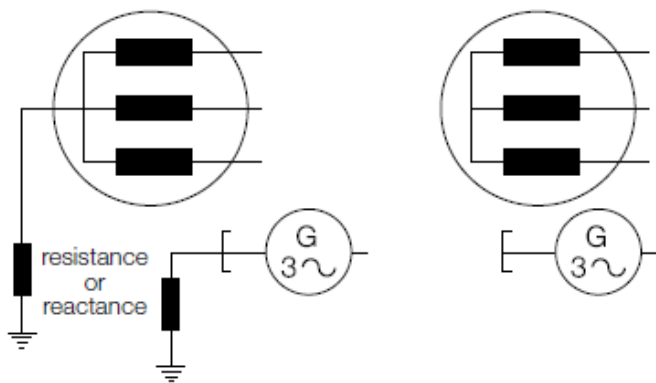
Uma falha a terra nos enrolamentos do estator é o tipo mais comum de falha de um gerador qe é um das principais causas da falha da operação da máquina. Este tipo de falha pode ser provocada por deterioração do isolamento dos enrolamentos devido, por exemplo, a uma condição ambiente que são desfavoráveis devido à presença de umidade, agravada pela presença de óleo ou sujeira que depositados nas superfícies das bobinas fora das ranhuras do estator. O gerador deve, portanto, ser protegido contra esta condição para evitar que a máquina a trabalhar em condições anômalas com conseqüentes oscilações nos parâmetros elétricos e para evitar a falha a terra tornar-se um curto-circuito entre as fases com consequências destrutivas para o gerador. Obviamente, o risco de danos é reduzido para correntes de falha pequenas e se a falha é eliminada rapidamente. Em geral, o conceito é representado graficamente por curvas que reproduzem a tolerância a falha q terra fornecido pelo fabricante das máquina e têm uma forma que é semelhante à que está reproduzida na fig. 1-3,6.

Figure 1-3.6



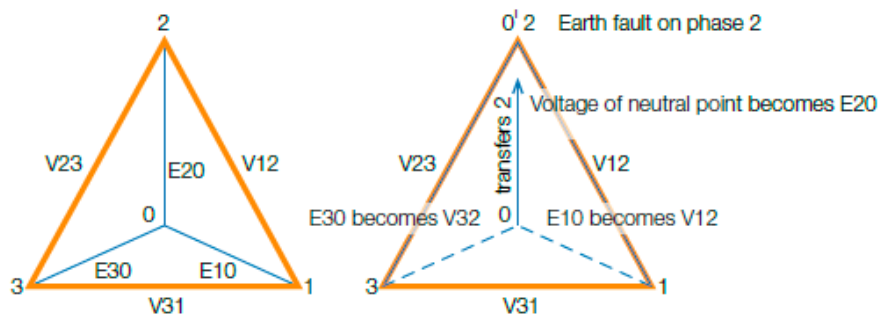
O método de proteção para uma falta à terra em um gerador depende da estrutura da instalação e do tipo de ligação à terra do gerador, como mostrado na Fig. 2-3,6. Muitas vezes, a fim de limitar os efeitos da falta de terra no gerador, é usado, por exemplo, de alta impedância ou de resistência, e, em alguns casos, o gerador pode ter o ponto neutro flutuando, sem conexão a terra. Em geral, quanto maior for a resistência ou a impedância da ligação à terra, o que pode até mesmo ir tão longe como isolante o ponto neutro, menor é a corrente de falta, e será de fato difícil de detectar.

Figure 2-3.6



Uma falta que leva uma fase ou um enrolamento à terra, aumenta a tensão nas outras duas fases saudáveis e no ponto neutro. A mudança de tensão depende da posição da falta no enrolamento, sobre a resistência da falta de ligação à terra e em nenhuma impedância. Se o sistema tiver sido isolada da terra e há uma Terra Morta curto no gerador, os terminais de saída (100% da ligação será afetada) as duas fases saudáveis levarão toda a tensão da rede ao centro da estrela e vai realizar a fase /neutro, como mostrado na Fig. 3-3,6. Se o problema ocorre em relação à ligação e perto do ponto neutro a mudança da tensão será pequena e difícil para a proteção detectar.

Figure 3-3.6



A fim de proteger os geradores com neutro isolado da terra ou talvez ligados à massa com alta impedância, a função de proteção contra tensão residual máxima do Ekip G pode ser usada. Essa proteção permite que em cerca de 90% dos enrolamentos do estator devem ser vigiados desde a linha dos terminais do gerador.

O Relé Ekip G permite ao cliente oferecer a máxima proteção contra tensão homopolar sem ter que recorrer a cabeamento externo do transformador de tensão. O cálculo de tensão e os exames exigidos para a operação de proteção são todos controlados pela unidade de trip. Com referência à Fig. 3-3.6 Acima, no caso de uma falha a terra da fase 2 E10 se torna E10" e E30 torna E30 ", considerando que E20 está desativado. Neste caso, a somatório dos fasores E10+E20+E30, que em condições normais é igual a zero, pode ser expressa como o E10' +E30'. Com a hipótese formulada o O' coincide com o ponto 2. A fórmula anterior pode ser reescrita como V12+V32, que fornece o resultado 3E. Assim, com a generalização do conceito, vemos que a medida fornecida pela proteção é 3 vezes a tensão no centro da estrela. Caso o disjuntor esteja aberto, nesta condição, um sinal de alarme é gerado na sequência de uma avaria acima do limiar, Por outro lado, quando o disjuntor está fechado, apenas o alarme que relata um problema dentro da máquina ou o comando de trip pode ser selecionado, atuando no disjuntor e regulador de tensão.

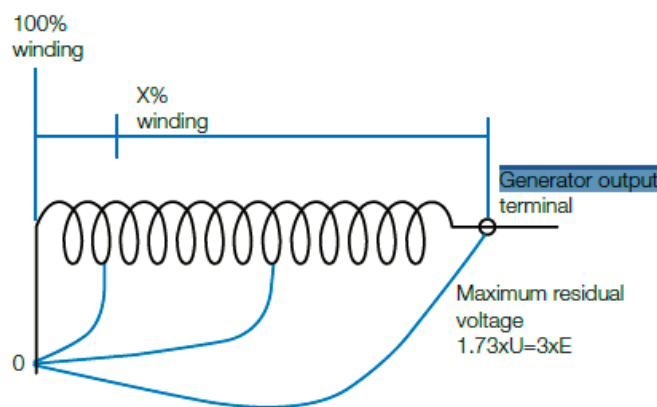
Exemplo:

Abaixo há um exemplo de configuração para um gerador com um ponto neutro isolada da terra, ter uma rede classificado tensão $V_{12} = V_{23} = V_{31} = U = 400V$, portanto, tensões de fase $V_{10} = V_{20} = V_{30} = E = 230V$. Dependendo dos modos de funcionamento de proteção, para um curto nos terminais do gerador, assim que afeta 100% dos enrolamentos, a tensão residual máxima lida pela proteção é $3 \times E = 1.732 \times U = 690V$.

Vamos supor que queremos definir um controle de tensão residual que é maior do que ou igual a 15% do máximo de resíduos Tensão. Como a proteção lê $3 \times E$, o valor do limiar de proteção é 104V. No entanto, se a configuração da proteção refere-se a tensão de rede nominal U_n , a relação $104/400$ proporciona um valor igual a 0,26. Um parâmetro de configuração inferior deve, portanto, ser definida na unidade de trip, por exemplo $U_{22} = 0,24$, o que proporciona um patamar de trip de 96V. Tempo de disparo é fixado em $T_{22} = 3s$.

A relação que liga a tensão máxima residual com todos o enrolamento e pode ser expressa pela seguinte fórmula $(1.73 \times U) : (100\%) - (U \times) : (1-x\%)$ permite que se determine que o ajuste $(U \times = U_{22} \times U_n = 96V)$ pode proteger cerca de 86% do enrolamento a partir dos terminais de saída do gerador, como mostrado na fig. 5-6.3.

Figure 5 -3.6



Para dar outro exemplo, vamos supor que nós desejamos para proteger, por exemplo, 94% do enrolamento com um tempo de cinco segundos para disparo. A fórmula anterior é usado para determinar o valor U^* representando a tensão residual lida pela proteção, que, proporcional ao conjunto de tensão para a unidade de trip, permite que a referência para a definição a ser determinada, o qual é igual a 0,104. Assim, se a proteção está fixada em $U_{22} = 0,1$ $t_{22} = 5s$ um limiar de trip é obtido o qual fornece a proteção exigida.

As configurações nos dois exemplos anteriores da origem às curvas de disparo para o 59N função mostrada na Fig. 6-3,6.

Figure 6-3.6

