

Evitando Danos ao Gerador e ao Sistema Provocados por Retardo do Disjuntor de Sincronização

Lawrence C. Gross, Jr. e L. Scott Anderson
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Richard C. Young
Wisconsin Electric Power Company

A edição revisada foi lançada em maio de 2007

A edição revisada anterior foi lançada em abril de 2000

Originalmente apresentado na
24th Annual Western Protective Relay Conference, outubro de 1997

Traduzido para o português em julho de 2017

EVITANDO DANOS AO GERADOR E AO SISTEMA PROVOCADOS POR RETARDO DO DISJUNTOR DE SINCRONIZAÇÃO

Lawrence C. Gross, Jr. and L. Scott Anderson
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
Pullman, WA USA

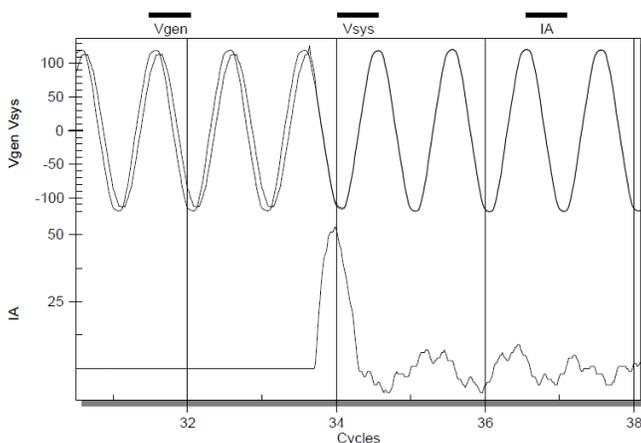
Richard C. Young
Wisconsin Electric Power Company
Waukesha, WI USA

INTRODUÇÃO

Geradores, transformadores, e equipamentos associados podem ser danificados se o disjuntor fechar e conectar dois sistemas fora de sincronismo (out-of-step). Se o disjuntor apresentar problema de retardo de fechamento, os sistemas estarão fora do ponto ideal de sincronismo quando os pólos se fecharem efetivamente. Uma vez energizada a bobina do disjuntor, o processo de fechamento não pode mais ser revertido. Devido aos casos já registrados de disjuntores fechando com retardos, uma segura e confiável solução custo-benefício foi desenvolvida para evitar problemas futuros. Aplicando esta solução inovadora para detectar disjuntores com retardos e que leva em consideração uma temporização para isolamento do disjuntor, pode-se evitar perturbações ao sistema e danos desnecessários. Além disso, esta solução admite um modo de teste para segurança adicional.

Visão geral dos resultados

Simulações, testes de laboratórios e operações em campo verificaram que foi possível obter um esquema de falha de disjuntor seguro e confiável para isolar um disjuntor de sincronismo com problema de retardo de fechamento. Através da medição da tensão, corrente, ângulo, diferença de tensão e escorregamento da frequência foi obtido um esquema com a segurança e confiabilidade desejada.



Registros Sequenciais de Eventos

Ciclos Eventos

1,5	25T
2	CLOSE_COIL
6	SLOW_BKR_ALARM
30	(BFR Implementado)
33,5	Disjuntor Fechado
33,75	Condições de Avaria

Figura 1: Operação de um Disjuntor de Sincronização com Retardo, Oscilografia e SER

O PROBLEMA

A conexão de geradores síncronos de grande porte nos sistemas interligados de potência é um processo dinâmico, que necessita de uma operação coordenada de vários componentes e sistemas (isto é, elétrico, mecânico e frequentemente humano). O objetivo é conectar suavemente o gerador girando no sistema, isto é, sem causar nenhum impacto significativo, surtos ou oscilações de potência, através do fechamento do disjuntor quando a magnitude da tensão, ângulo de fase e frequência do gerador coincidirem com os do sistema. Exceto em raras ocasiões quando acontece de ser exato o casamento dessas grandezas, algum fluxo de potência estará saindo ou entrando no gerador para forçá-lo a sincronizar. Se a potência de sincronização é excessiva, poderão resultar em danos severos ao gerador e aos equipamentos associados.

Por mais de 100 anos de história da eletricidade em corrente alternada no mundo, vários esquemas tem sido desenvolvidos para tornar o processo de sincronização tão suave e confiável quanto possível. Estas técnicas são tão simples quanto ajustar o controlador enquanto se observa a luz escurecer para manobrar a chave de controle de fechamento do disjuntor do gerador. Ou, elas são de alta tecnologia como um sistema automático completo totalmente monitorado por computador.

Para monitorar o ângulo da tensão e frequência através do disjuntor aberto, o operador pode utilizar o sincronoscópio. O sincronoscópio parece com um relógio com um ponteiro que se movimenta no sentido horário quando o gerador está mais rápido que o sistema (Figura 2a). A maioria dos esquemas de sincronismo começa com a turbina-gerador girando ligeiramente mais rápido do que a frequência do sistema, com o campo aplicado e as tensões casadas (Figura 2b). Isto assegura que o gerador assumirá uma mínima quantidade de carga para prevenir atuação da proteção de potência reversa. Na posição 12 horas o ângulo da tensão do gerador coincidirá exatamente com o do sistema. A menor diferença de frequência ou escorregamento da frequência, entre as tensões do gerador e sistema, o ponteiro move mais lentamente.

Quando as condições estão corretas e no instante antes do sincronoscópio atingir 12 horas, é comandado o sinal de fechamento do disjuntor (Figura 2a) para que os contatos do disjuntor se fechem bem próximo ao zero quanto possível (Figura 2b). Na grande maioria dos eventos de sincronização, isto funciona muito bem. Todos os esquemas de sincronização quer manual ou automático, confiam no fechamento do disjuntor com uma velocidade consistente para completar esta etapa final com sucesso.

Infelizmente, como a experiência tem mostrado, os disjuntores nem sempre fecham tão rápidos quanto o esperado. É da natureza de todos os mecanismos de operação de disjuntores que, uma vez dado o sinal de fechamento, o disjuntor deve fechar completamente antes de receber comando de abertura. Revertendo o fechamento parcial do disjuntor poderá resultar em falhas violentas. Se qualquer parte do mecanismo (isto é, bobina, válvula, solenóide, trava, alavanca, etc.) é afetada por um controle de tensão desregulado, corrosão ou lubrificação degradada, a velocidade de fechamento do disjuntor é prejudicada. Quando a velocidade de operação de fechamento do disjuntor estiver lenta, o gerador estará sendo conectado ao sistema fora de sincronismo e ainda pode estar fechando no pior instante de tempo possível (Figura 2d).

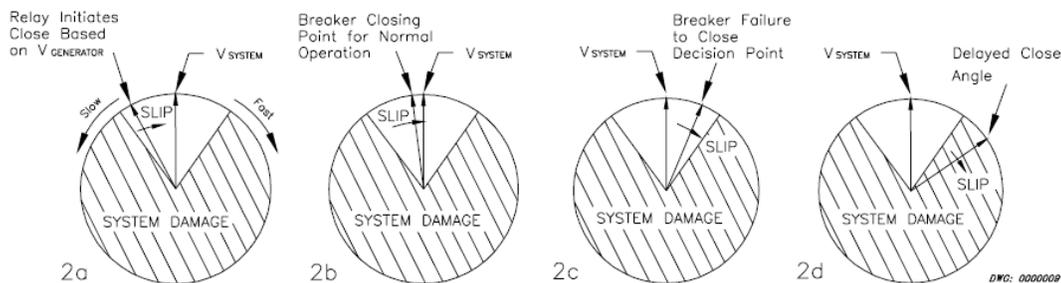
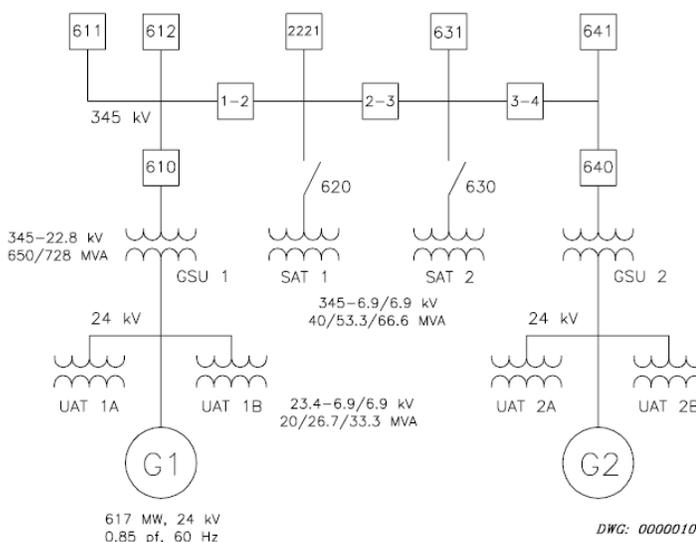


Figura 2: Representação da Tensão do Gerador e Sistema no Sincronoscópio

Ocorrências reais

Wisconsin Electric (WE) presenciou um problema com retardos de disjuntores de sincronização a cerca de cinco anos na Usina Pleasant Prairie (PPPP ou P4). Pela Figura 3 pode-se ver o diagrama unifilar de P4. A maior usina térmica de Wisconsin, tem duas unidades idênticas de 580 MW e utiliza como combustível o carvão (western sub-bituminous low-sulfur coal). Os geradores são de 24 kV, unidade conectada através de transformador elevador a uma subestação de 345 kV. Ambas unidades utilizam relés de sincronização automática. A seqüência completa de partida da unidade é iniciada pela ação do operador ou pelo computador da usina.

No dia 14 de julho de 1992, a Unidade geradora 1 (G1) de P4 estava sendo reconduzida ao sincronismo após um breve desligamento não programado, quando ocorreu um fechamento fora de sincronismo causado pelo retardo do disjuntor de 345 kV (610). A perturbação evoluiu e menos de dois segundos depois do disjuntor ter fechado, a turbina da Unidade 1 foi desligada pelas altas vibrações provocadas pelas oscilações torcionais no eixo. O disjuntor do gerador (610) abriu cerca de 31 segundos após, pela proteção de potência reversa. O fechamento fora de sincronismo da Unidade 1 provocou o desligamento da turbina da Unidade 2 quase que imediatamente devido as grandes oscilações de potência entre os dois geradores e o sistema. O disjuntor da Unidade geradora 2 (640) foi aberto pela proteção de potência reversa cerca de 20 segundos após o fechamento fora de sincronismo da Unidade 1.



**Figura 3: Diagrama unifilar da usina Pleasant Prairie (P4)
Wisconsin Electric Power Company**

O disjuntor de gerador (610) da Unidade 1 de P4 é de 345 kV à gás SF₆ e com mecanismo de operação pneumático. Após o incidente, soube-se que este modelo particular de disjuntor tem também apresentado retardos de fechamento em outras concessionárias do país. Quando o disjuntor fechado permanece por longos períodos em inatividade, a válvula piloto do mecanismo de operação emperra. Embora os usuários deste tipo de disjuntor não tenham sido largamente informados deste problema, a modificação do mecanismo de operação foi disponibilizada pelo fabricante. A modificação envolveu a substituição da válvula piloto por outra menos susceptível a emperramento e uma modificação no pistão principal da válvula. Esta modificação foi feita para o disjuntor (610) da Unidade 1 de P4, único deste tipo em uso como disjuntor de gerador no sistema WE. Em outras instalações da WE os disjuntores deste tipo estão nas linhas de transmissão onde fechamentos sincronizados não envolvem escorregamentos de frequência. O disjuntor da Unidade 2 é do tipo tanque morto com SF₆, de fabricante diferente e presumivelmente não tem o mesmo problema. WE também aprendeu que o retardo de fechamento não é problema específico deste disjuntor. Uma amostragem de problemas relatados pela Edison Electric Institute (EEI) e Institute of Nuclear Plant Operators (INPO) nos 10 últimos anos revelaram que pelo menos 15 ocorrências de sincronização de geradores fora de sincronismo devido a retardo no fechamento de disjuntores de diferentes idades e de vários fabricantes, tipos de mecanismos de operação e níveis de tensão. O problema existe mesmo em sincronização automática ou manual e com ou sem relés de verificação de sincronismo.

Uma pesquisa recente da IEEE [1] mostrou que 6 das 32 indústrias que responderam ao questionário, tiveram experiência com falhas no seu esquema de sincronização. A pesquisa informou, “Havia três ocorrências relatadas de retardo de fechamento de disjuntor sem danos aparentes. O retardo de fechamento foi responsável por um dos casos. Um outro foi devido ao erro de ajuste no equipamento permissivo. Um foi resultado de erros de comparação de medições pelas características do controle automático”. Estas informações podem estar superpostas aos relatórios da EEI e INPO porque as fontes não foram informadas.

Estas ocorrências reais tem diferentes razões para operação com retardo de fechamento de disjuntor. Manutenção pobre, disjuntores com defeito, sincronizadores com defeito e falhas nos equipamentos auxiliares foram as razões para todas as operações falsas. As conseqüências para as operações falsas vão desde duração dos desligamentos da unidade até explosões do disjuntor.

Sabendo que a ocorrência na P4 não foi um incidente isolado a WE concluiu que as modificações feitas no disjuntor pelo fabricante não são definitivas e que outras turbinas-geradores poderão estar expostos a um possível dano pelo retardo de fechamento de disjuntores. O dano ou destruição do gerador, transformador elevador ou disjuntor do gerador poderão resultar em muitos meses de interrupção de energia mais o custo do reparo e reposição da energia e eventualmente acidentes pessoais. Então, a WE visualizou um meio de prevenir ou aliviar danos causados por retardos de fechamentos de disjuntor.

Custo do Problema

Dano em equipamento

O tempo real de fechamento ou o ângulo relativo não puderam ser determinados com precisão no caso da usina P4, mas as indicações são de que o disjuntor da Unidade geradora 1 levou cerca de três segundos para fechar e a máquina estava a mais de 90° adiantado em relação ao sistema quando o disjuntor fechou. Ainda que nenhum dano aparente tenha sido detectado no gerador ou transformador elevador é quase certo que alguma perda de vida útil foi acumulada pelos esforços torcionais no eixo e deslocamento de enrolamentos. Esta conclusão foi baseada em parte pela análise de maio de 1976 conduzida pelo pessoal da Westinghouse Electric Corp. e Consumers Power Co. [2] de um fechamento de disjuntor fora de sincronismo de um gerador de 955 MVA. Aquela análise concluiu que a turbina-gerador teria sido submetido a cerca de 5% de perda de vida útil durante o pior caso de 120° de defasagem para sincronização. Custo de reparo ou substituição do gerador danificado ou transformador elevador pode ter alcançado \$3 a \$5 milhões.

Indisponibilidade do Equipamento

Fechamento de disjuntor fora de sincronismo apresenta um custo muito elevado, mesmo que o dano físico não possa ser detectado. No caso de P4, a Unidade 2 ficou fora de operação por cerca de cinco horas. A Unidade 1 voltou à operação dois dias depois, após testes exaustivos e análises da operação. O custo para a WE foi estimada em cerca \$270.000, sendo a maioria dos custos devido à reposição de potência e por ser P4 uma das usinas mais econômicas da WE. O tempo de reparo ou substituição de um gerador ou transformador elevador danificado poderia chegar a seis meses a um ano. O custo da potência proveniente de um gerador mais caro ou a compra de potência de uma outra fonte poderia alcançar \$25 milhões.

UMA SOLUÇÃO PARA O PROBLEMA

Wisconsin Electric (WE) utiliza proteção falha de disjuntor, proteção contra energização inadvertida, e proteção contra reignição nos pólos do disjuntor de gerador para a maioria das grandes usinas. Estes esquemas não detectam nem protegem os disjuntores contra fechamento fora de sincronismo. Nem sincronização automática, nem relés de verificação de sincronismo prevêm retardo de fechamento de disjuntor, uma vez que enviado o sinal de fechamento ao disjuntor estes equipamentos estão fora de ação.

Para ser efetiva uma proteção contra falha de fechamento de disjuntor (BFTC) deve permitir tempo suficiente para o disjuntor fechar sem admitir que o gerador se afaste muito do sistema. Se um fechamento não ocorrer antes do gerador se afastar muito do sistema, a proteção deve comandar a abertura dos disjuntores adjacentes para isolar o disjuntor, com problema de retardo, do resto do sistema de potência, analogamente ao esquema de falha de disjuntor. Então, quando o disjuntor finalmente fecha, simplesmente estará conectando o gerador a uma barra desenergizada e nenhum dano ocorrerá. A lógica também deve permitir monitorar testes de fechamento de disjuntor, acionando um alarme se a velocidade de fechamento for inadequada, proporcionando com isto a correção do problema antes da tentativa real de sincronização. A experiência tem mostrado que exercitando o disjuntor com retardo de fechamento pode muitas vezes melhorar a sua velocidade.

É óbvio que o esquema BFTC apresenta risco de operação falsa e causar o bloqueio de barra desnecessariamente. Entretanto, as conseqüências de tais desligamentos são menos severos

do que danos provocados por energização fora de sincronismo. Testes bem sucedidos de fechamento antes da tentativa de sincronização aumenta bastante a segurança, que é o objetivo principal deste esquema.

WE considerou um esquema desenvolvido por uma outra concessionária que utiliza uma série de temporizadores, indicadores luminosos e chaves para contar o tempo seguido do sinal de fechamento. O ajuste de tempo é predeterminado para ser seguro, baseado no escorregamento normal da frequência e nos tempos de operação do disjuntor. Se o disjuntor não fechar (como indicado pelos contatos auxiliares do disjuntor) antes do tempo ajustado, o relé de bloqueio de falha de disjuntor é acionado. Este esquema confia no tempo de partida do sinal de fechamento. As diferenças de tensão e o ângulo de fase através do disjuntor aberto não são medidos. Se a frequência do gerador ou do sistema ou tensão variam significativamente, o esquema poderia falhar para proteger o gerador ou causar o bloqueio da barra desnecessariamente. O ajuste de tempo deve acomodar variações nos hábitos pessoais dos operadores e diferenças entre operadores e os sincronizadores automáticos com relação ao escorregamento de frequência e avanço do ângulo de fechamento preferidos.

WE considerou com seriedade a adaptação de tal esquema, mas não continuou devido sua complexidade. WE tem evitado mais incidentes BFTC exercitando os disjuntores de geradores, tanto quanto possível, antes da tentativa de sincronização. Algumas das usinas, entretanto, não tem a facilidade de isolar o disjuntor do gerador para esse exercício. E mesmo quando os disjuntores são exercitados, WE também não pode ter certeza absoluta que a velocidade de fechamento está adequada porque o tempo de fechamento do disjuntor não foi medido. Também preocupado, WE escolheu perseguir novos conceitos para resolver o problema.

Visão Conceitual

Um esquema BFTC deverá monitorar o ângulo de fase e a diferença de tensão através do disjuntor do gerador antes e depois de ser comandado o fechamento e atuar se algum deles estiver fora de uma janela aceitável antes de fechar o disjuntor. Como o verdadeiro critério para proteger contra fechamento fora de sincronismo é a tensão relativa e o ângulo do gerador em relação ao sistema, conhecendo o valor nominal do tempo de fechamento do disjuntor o escorregamento normal de frequência não é necessário. A confiança nos contatos auxiliares do disjuntor para representar o estado do disjuntor também não é necessária. O fechamento do disjuntor poderá definitivamente ser confirmado com a ausência da diferença de tensão e com a presença da corrente através do disjuntor.

A Figura 2 é uma série de figuras representando um sincronoscópio. $V_{GERADOR}$ gira no sentido horário com relação a $V_{SISTEMA}$ que é referida a velocidade de escorregamento do gerador. Como o disjuntor leva um tempo finito para estar fisicamente fechado depois do início do fechamento, o equipamento ou o operador que deu início ao fechamento, deve antecipar à condição de fechamento. Dependendo do escorregamento do gerador e do tempo de fechamento do disjuntor, um exemplo de onde deveria ocorrer o comando de fechamento é mostrado na Figura 2a. O disjuntor estará fisicamente fechado quando $V_{GERADOR}$ estiver escorregado para próximo de $V_{SISTEMA}$, como mostra a Figura 2b. Se o disjuntor não fechar, $V_{GERADOR}$ continua girando (escorregando) no sentido horário. Se $V_{GERADOR}$ escorregar como mostrado na Figura 2d e o disjuntor fechar fisicamente nesta posição ocorrerão danos ao sistema. O ângulo de avaria do sistema é determinado para cada caso individual baseado em um ângulo aceitável de fechamento para o sistema. Para evitar esta avaria uma decisão é feita no ponto mostrado na Figura 2c admitindo tempo suficiente para limpar a barra antes do disjuntor fechar.

Além dos requisitos acima, a implementação na WE incluiu lógicas adicionais de segurança e a capacidade do gerador de antecipar a condição de fechamento. Um diagrama de bloco do esquema é mostrado na Figura 4. As entradas incluem o modo da lógica, as condições de fechamento e o estado do disjuntor para determinar as três saídas. As saídas energizam a bobina de fechamento, um alarme e/ou um relé de bloqueio de falha de disjuntor.

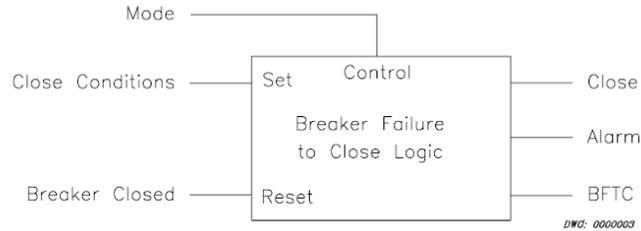


Figura 4: Diagrama de Bloco do Esquema BFTC

Medições CA

O relé deve fazer certas medições no sistema de potência para implementar a lógica. A Figura 5 mostra comparações de medições do sistema de potência com os ajustes. Cada saída mostrada é usada na lógica de controle. Tensões e correntes do sistema de potência são usadas para comparações. Dois conjuntos de tensões trifásicas e um conjunto de correntes trifásicas são medidos e comparados de acordo com a Figura 5. Por exemplo, quando uma corrente de entrada excede o limite de ajuste do 50LD, ativa a saída correspondente (50LDA, 50LDB, ou 50LDC). O subconjunto de correntes e tensões podem ser usadas sem afetar severamente a funcionalidade do esquema.

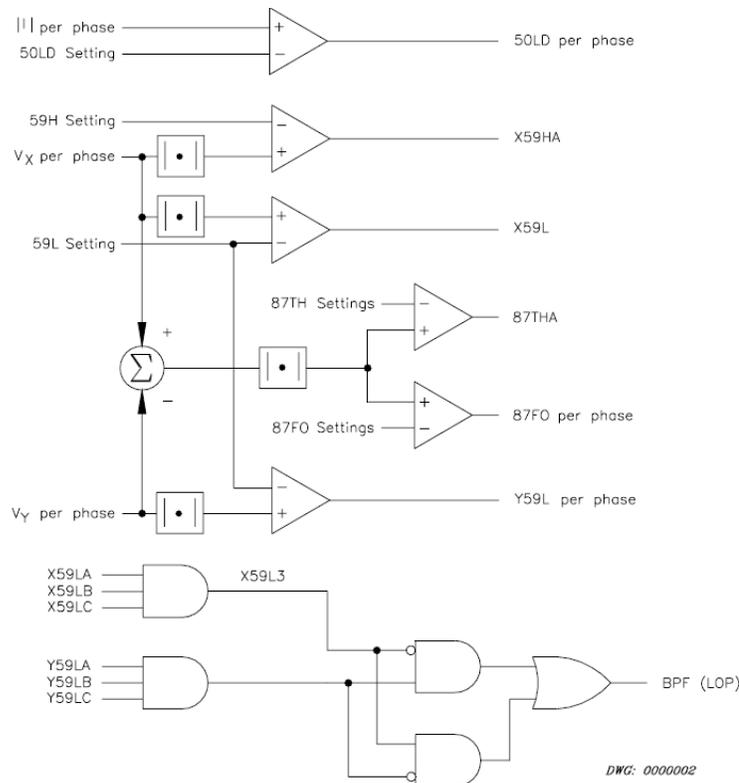


Figura 5: Medições do Sistema de Potência

Condições de Sincronismo

A lógica da Figura 6 mostra as medições de duas fontes de tensão (V_{AX} e V_{AY}) para determinar o tempo inerente do disjuntor para iniciar o fechamento que é a saída, 25C (fechamento síncrono). A saída 25M é uma segunda medição síncrona, que é usada no controle do esquema para indicar que o escorregamento do gerador é maior do que algum limite de ajuste.

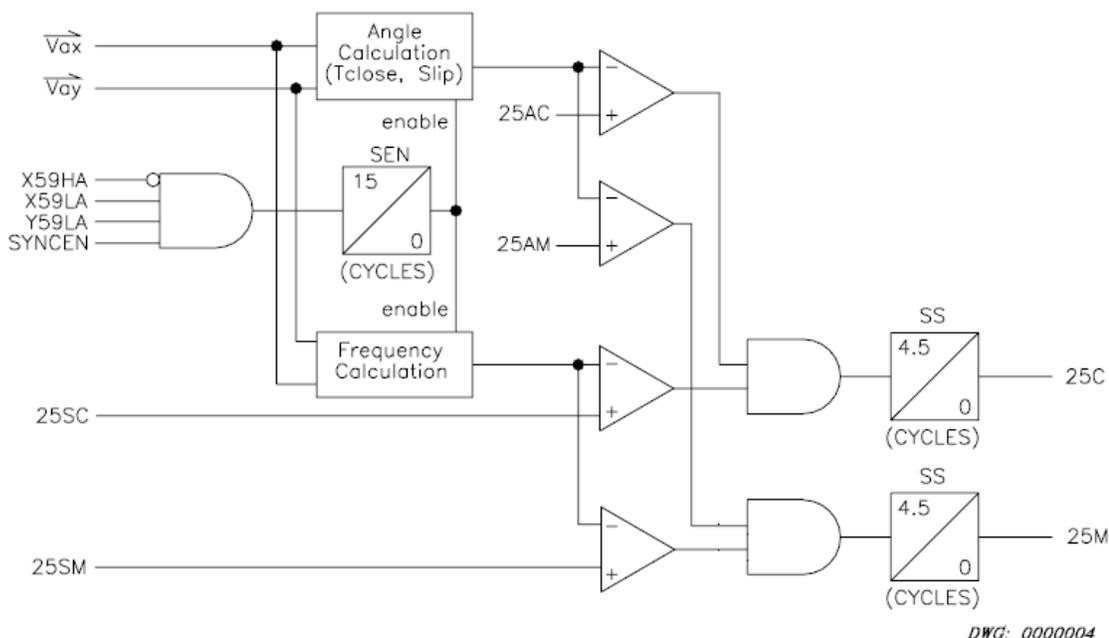


Figura 6: Verificação das Condições de Sincronismo

Frequência

A frequência da tensão da fase A do gerador com relação a da tensão da fase A do sistema deve ter um escorregamento menor do que o ajuste predeterminado (25SC).

Ângulo

O ângulo da tensão da fase A do gerador em relação o da tensão da fase A do sistema deve ser menor do que o ajuste predeterminado (25AC). O cálculo do ângulo leva em conta o escorregamento da frequência e o tempo nominal de fechamento do disjuntor (T_{close}) para indicar quando 25C será ativado. Isto faz verdadeira a condição 25C não no tempo quando o sistema ainda não está síncrono, mas depois do retardo de tempo do temporizador de fechamento do disjuntor quando os dois sistemas deverão estar em sincronismo.

Condições de Habilitação

Ambos cálculos de ângulo e escorregamento requerem que sejam verdadeiras certas condições de habilitação. Estas condições de habilitações proporciona segurança ao esquema, incluindo suficiente tensão da fase A do gerador (X59L), suficiente tensão da fase A do sistema (Y59L), tensão da fase A do gerador abaixo do nível do ajuste de sobretensão X59H e alguma outra condição programável chamada SYNCEN. Neste caso, a entrada programável SYNCEN verifica se o esquema está habilitado e o disjuntor está aberto.

Disjuntor Aberto ou Fechado

A Figura 7 mostra a lógica que indica quando o esquema é habilitado e o disjuntor é fechado. A saída desta lógica são as condições SYNCEN e RCLS que por sua vez são entradas para outra lógica mostrada na Figura 6 e Figura 8. Duas entradas de controle colocam o esquema em um dos três modos: OFF (nem entrada IN101 nem entrada IN102 são ativadas), ON ou TEST. O esquema é habilitado somente quando estiver no modo “ON” ou “TEST” e o disjuntor aberto.

Um disjuntor aberto é indicado por três condições: um ou mais dos três detetores de correntes estão desatuados, o estado da entrada do disjuntor não está ativado e a diferença de tensão através do disjuntor não permanece em zero por um período de tempo (T3pu). Estas condições ativam a saída SYNCEN.

O esquema é desarmado e desabilitado quando a saída RCLS é ativada. RCLS é ativada quando o disjuntor é fechado ou o esquema está no modo “OFF”. O disjuntor é considerado fechado quando todos os três detetores de corrente atuam, ativando o estado da entrada do disjuntor ou a diferença de tensão através do disjuntor permanece em zero por um período específico de tempo (T3pu).

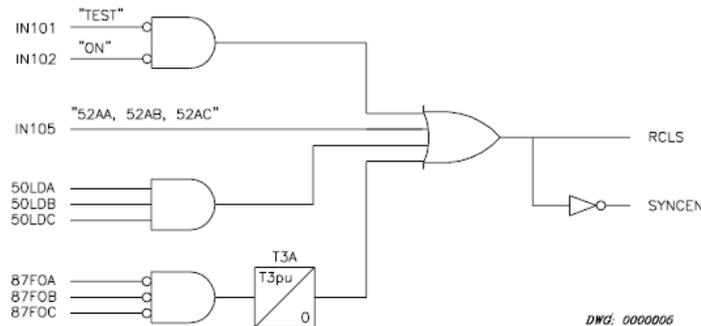


Figura 7: Disjuntor Fechado (RCLS), Esquema Lógico de Desarme

Modo de Teste e Alarme

A lógica BFTC é mostrada na Figura 8. Os modos de controle de operação do esquema, “TEST”, “ON” e “OFF” (nenhum ativado), supervisionam diretamente alguma condição de saída.

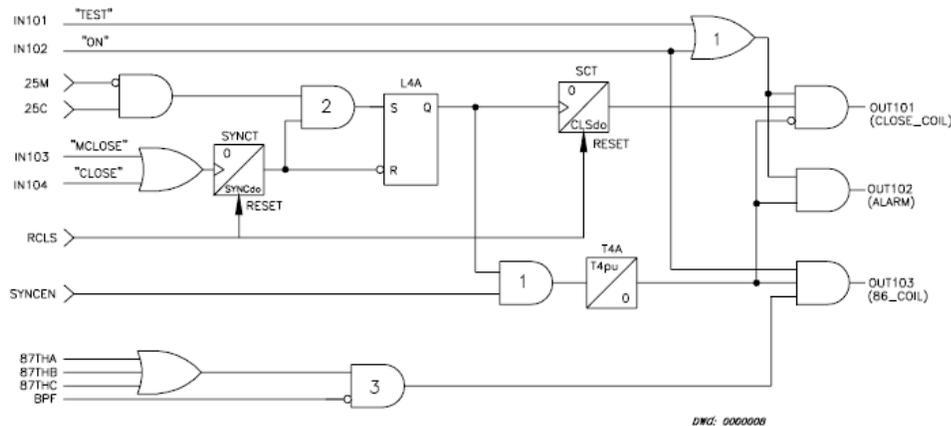


Figura 8: Lógica de Falha de Disjuntor para Fechamento

Modo OFF

Quando nem o modo “TEST” nem o modo “ON” estiverem selecionados, a lógica não fechará o disjuntor, não energizará o relé de bloqueio e ativará um alarme. O temporizador SCT não partirá devido o desarme da entrada pela ativação do RCLS e o temporizador T4A não partirá porque SYNCEN não estará ativada.

Modo TEST

A intenção do modo de teste é operar a lógica sob condições normais, mas com o disjuntor isolado eletricamente de tal forma que ao fechar não conecte o gerador ao sistema. O disjuntor ou fechará corretamente ou ativará uma saída de alarme indicando retardo do disjuntor. O modo de teste requer uma entrada de estado do disjuntor para determinar o instante do fechamento do disjuntor. Depois do disjuntor abrir, a operação pode ser repetida até que o disjuntor opere dentro de tempos aceitáveis.

Modo ON

O esquema está totalmente operacional quando está no modo “ON”. Alguma coisa funciona como no modo “TEST”, exceto que a saída de alarme é duplicada para energizar um relé de bloqueio que isola eletricamente o disjuntor antes de fechar efetivamente no caso de detecção de uma operação com retardo do disjuntor.

Operação do Esquema BFTC

O esquema mostrado na Figura 8 é iniciado pela ativação da entrada de fechamento (CLOSE ou MCLOSE). As duas entradas separadas permitem a partida por um outro equipamento ou por uma chave manual. A operação típica seria ativada pelo sincronizador automático do gerador ou por uma chave controlada pelo operador. Quando uma destas entradas é recebida, o temporizador SYNCT é iniciado.

Tão logo as condições de sincronismo são alcançadas (25C) e o gerador está escorregando a uma taxa maior do que o ajuste do 25SM (25M não é ativado), AND #2 ativa e arma o relé biestável L4A. Se a condição síncrona nunca ocorrer dentro do tempo SYNCdo, o relé biestável L4A é desarmado. Depois que o relé biestável L4A é armado, a saída CLOSE_COIL é ativada para fechar o disjuntor e o temporizador T4A é iniciado se SYNCEN for ativado.

Se o disjuntor não fechar fisicamente dentro do tempo T4pu, o relé de bloqueio (86_COIL) e SLOW_BKR_ALARM são energizados. A saída 86_COIL é usada para abrir qualquer disjuntor adjacente ou transferir o disjuntor para a condição isolada eletricamente. A saída SLOW_BKR_ALARM energiza um anunciador local ou remoto.

A medição das diferenças de tensões 87TH supervisiona diretamente também o controle da saída 86_COIL. Isto adiciona segurança ao esquema. Se o sistema está escorregando muito lentamente e o disjuntor fechar lentamente, também poderá estar dentro de ângulos aceitáveis. Neste caso, o alarme é ativado mas a saída 86_COIL não é energizada até que o ângulo baseado na medição do 87TH estiver além dos limites aceitáveis. A supervisão 87TH da saída do 86_COIL não é válida durante uma condição de queima de fusível (BPF). Portanto, a saída 87TH é desabilitada quando isto ocorre. O BPF, também conhecido como condição de perda de potencial, pode ser determinado por vários métodos dependendo do equipamento. Um método é a utilização da medição de tensão em qualquer lado do disjuntor para determinar X59L3 e Y59L3 como mostrado na Figura 5. Estas condições determinam

uma perda de potencial, que fazem com que as medições das diferenças de tensão sejam inválidas. Se a condição de perda de potencial é detetada, a supervisão das diferenças de tensões para a saída do 86_COIL é desabilitada.

APLICAÇÕES

O uso completo deste esquema BFTC inclui cinco entradas de controle cc, três saídas de controle cc, um conjunto trifásico de correntes de entrada e dois conjuntos trifásicos de tensão de entrada. O esquema pode ser usado com um subconjunto de entradas e saídas com resultados similares.

Conexões CC

A Figura 9 mostra um diagrama esquemático típico para o esquema de conexões do BFTC. A chave de três posições denominada de “MODE” seleciona as entradas “TEST” e “ON”. A chave denominada “MANUAL CLOSE” é uma chave de ativação momentânea da entrada “MCLOSE”. A entrada “CLOSE” é ativada pela saída do contato de fechamento do sincronizador automático. O contato auxiliar do disjuntor ativa a entrada 52A quando o disjuntor é fechado. O contato de saída “CLOSE_COIL” é conectado à bobina de fechamento do disjuntor de maneira que é energizado quando o contato fecha. O contato de saída “SLOW_BKR_ALARM” é conectado a um painel anunciador, painel luminoso ou alarme remoto para indicar um retardo de disjuntor quando o contato fecha. O contato de saída 86_COIL é conectado a um relé de bloqueio para desligar outros disjuntores ou comandar seccionadoras motorizadas para isolar o disjuntor de sincronização.

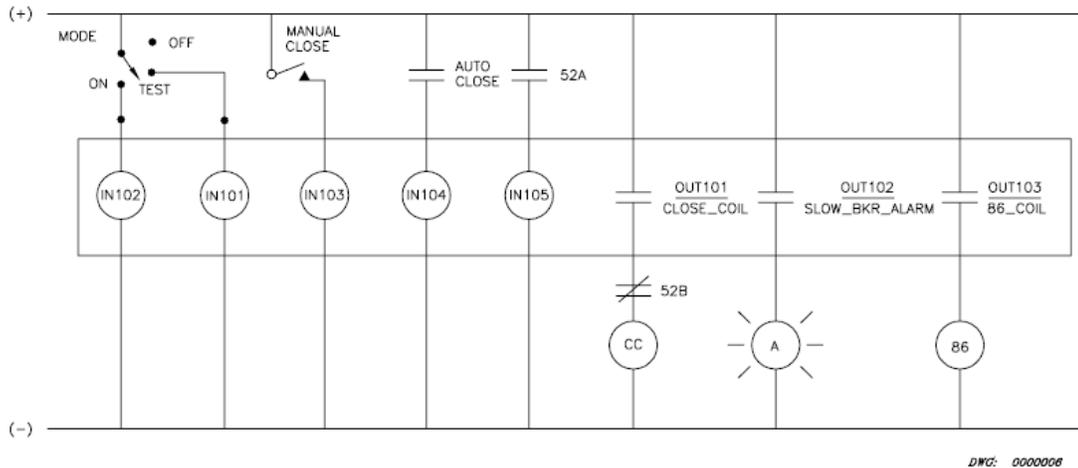


Figura 9: Diagrama Esquemático CC

Conexões CA

Um diagrama esquemático típico CA é mostrado na Figura 10. As três correntes são ligadas em estrela ao transformador de corrente e medem as correntes através do disjuntor. Os três lados X de tensão são ligados em estrela no transformador de potencial do lado do disjuntor conectado ao gerador. Os três lados Y de tensão são conectados em estrela no transformador de potencial do lado do disjuntor conectado ao sistema. Utiliza diferentes configurações de medição de tensão dependendo da instalação e do equipamento de medição disponível.

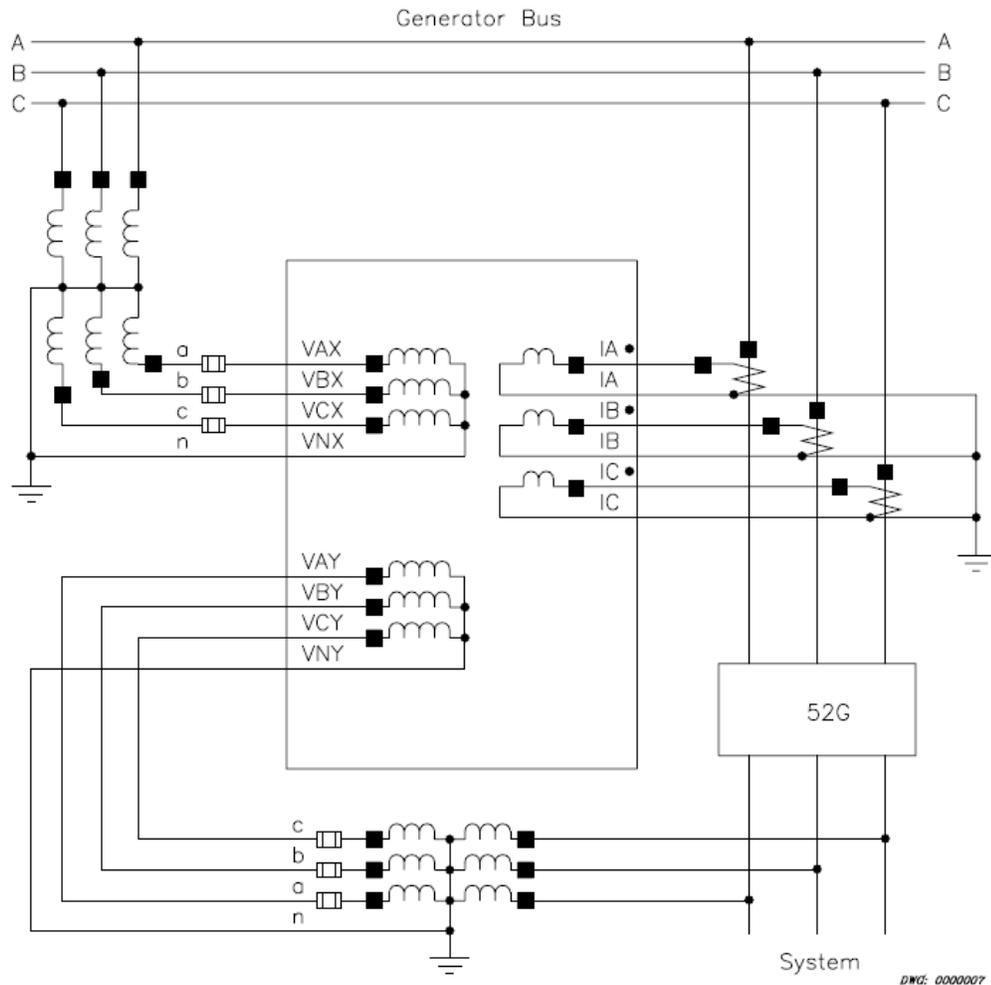


Figura 10: Diagrama de Conexão CA

Custo de Instalação

O custo do dispositivo e o custo do serviço para instalação deste esquema de falha de disjuntor para fechamento é de \$20.000. O custo de uma instalação real da WE confirma esta estimativa. Estes custos pressupõem que o esquema de falha de disjuntor para desligamento já esteja instalado e todas as medições requeridas do sistema de potência estejam disponíveis.

RESULTADO DOS TESTES

Dados de Laboratório

Testes de Simulação de Sistema

Equipamentos de testes capazes de gerar tensões e correntes para injetar no dispositivo de medição foram utilizados para verificação de sua lógica. O propósito destes testes foi de mostrar que a lógica proporciona: 1) um alarme para condições de retardo de disjuntor para diferentes escorregamentos de frequências e 2) uma variação de tempo para iniciar a falha de disjuntor para diferentes escorregamentos de frequências. A Tabela 1 mostra os testes para duas frequências e três tempos de operação do disjuntor. O tempo do disjuntor foi reduzido intencionalmente para os testes. Os resultados são os tempos de ativação dos contatos de saída em relação ao tempo de energização da bobina de fechamento do disjuntor. A condição de falha de disjuntor (86_COIL) foi baseada num ângulo de 22° para uma janela de avaria de 30° e uma margem de segurança de tempo para limpar a barra.

Tabela 1: Resultado das Simulações

		Resultados (tempo em relação à energização de CLOSE_COIL)		
V _{GERADOR}	Velocidade do Disjuntor	SLOW_BKR_ALARM	86_COIL	BKR_CLOSED (52A)
60,05 Hz Slip=18°/s	66 ms	Não Operate	Não Operate	66 ms
	98 ms	88 ms	Não Operate	98 ms
	Não Close	88 ms	1405 ms	Não Operate
60,1 Hz Slip=36°/s	66 ms	Não Operate	Não Operate	68 ms
	98 ms	88 ms	Não Operate	96 ms
	Não Close	87 ms	701 ms	Não Operate

V_{SISTEMA} foi ajustado em 60,00 Hz. O tempo de fechamento nominal do disjuntor foi de 66 ms. O ângulo de fechamento pretendido foi de 3°.

A Figura 11 é uma captura da tela do sequenciador de eventos do dispositivo mostrando a operação do disjuntor em 98 ms com uma frequência de 60,05 Hz.

SLOW SYNCHRONIZING BREAKER DETECTION				
#	DATE	TIME	ELEMENT	STATE
1	08/05/97	08:50:18.744	DAMAGE_ANGLE	Asserted
2	08/05/97	08:50:19.731	CLOSE	Asserted *Entrada para fechamento ativada por equipamento externo
3	08/05/97	08:50:19.749	CLOSE	Deasserted
4	08/05/97	08:50:21.550	DAMAGE_ANGLE	Deasserted *Fora do ângulo de avaria
5	08/05/97	08:50:22.511	25C	Asserted *Dentro do ângulo antecipado
6	08/05/97	08:50:22.517	CLOSE_COIL	Asserted *Bobina de fechamento energizada
7	08/05/97	08:50:22.601	CLOSE_COIL	Deasserted
8	08/05/97	08:50:22.605	SLOW_BKR_ALARM	Asserted *Detetado retardo de disjuntor
9	08/05/97	08:50:22.615	CURRENT	Asserted *Disjuntor fechado (corrente)
10	08/05/97	08:50:22.615	52AA	Asserted *Disjuntor fechado (52A)
11	08/05/97	08:50:22.617	25C	Deasserted
12	08/05/97	08:50:22.705	SLOW_BKR_ALARM	Deasserted
13	08/05/97	08:50:22.923	BKR_CLOSED_87V	Asserted *Disjuntor fechado (diferença de tensão)

Figura 11: Captura da Tela SER para Operação em 60,05 Hz, 98 ms

A Figura 12 é o visor da oscilografia e dos eventos digitais da operação do dispositivo. A corrente foi aplicada pelo equipamento de teste para simular disjuntor fechado.

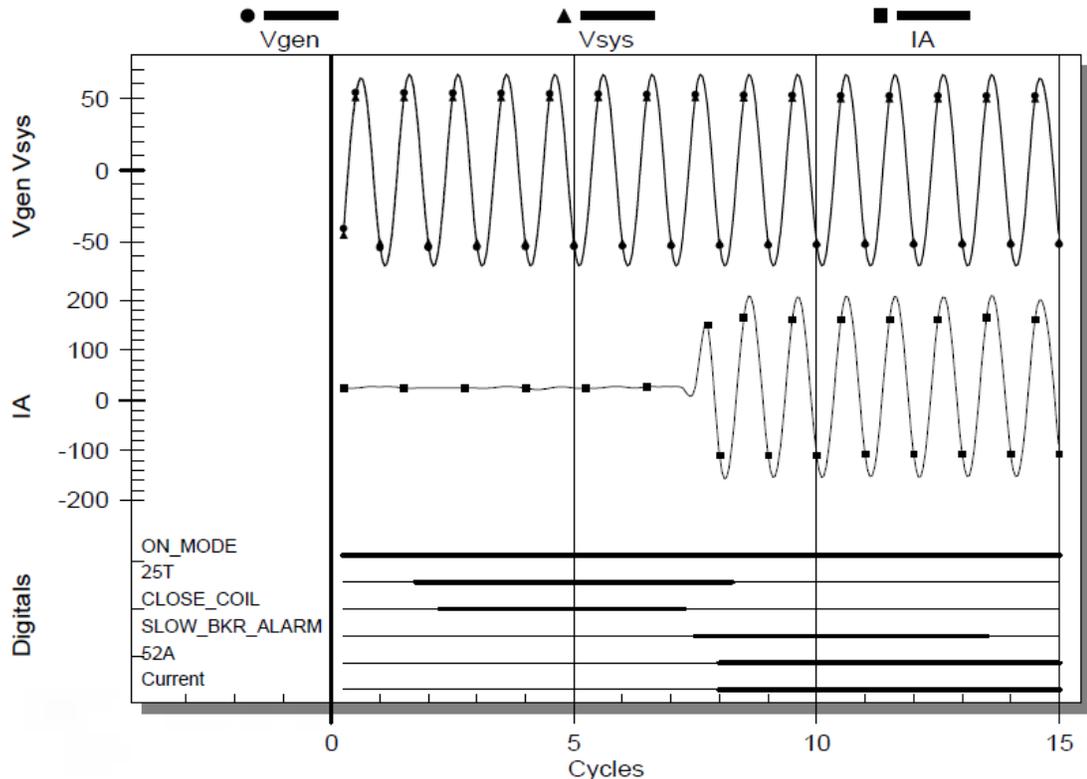


Figura 12: Visor Oscilográfico e Digital da Operação em 60,05 Hz, 98 ms

Os resultados dos testes de simulação de sistema mostraram que a lógica funcionou corretamente para todos os casos. O SLOW_BKR_ALARM foi ativado para um ajuste específico e o 86_COIL foi ativado quando as condições saltaram para fora da janela aceitável.

Teste de gerador de pequeno porte em laboratório

Um passo adiante foi tomado mediante simulações do esquema no laboratório de máquinas. Um gerador síncrono de 5 kVA foi sincronizado ao sistema de potência. Estes testes tiveram a intenção de comprovar os mesmos itens das simulações, mas com a corrente real medida no instante da sincronização. Também, os testes foram feitos para ver a mudança da corrente baseada no ângulo de fechamento.

A Tabela 2 mostra a magnitude da corrente em valor eficaz durante a sincronização para vários ângulos. A corrente é muito dependente do tipo da máquina e condições do sistema. Estes resultados tiveram o objetivo de mostrar que aumentando o ângulo de fechamento, as condições transitórias do gerador e sistema crescem, aumentando a possibilidade de avarias.

Tabela 2: Corrente Transitória para Diferentes Ângulos de Fechamento

Ângulo de Fechamento	Corrente Eficaz
Gerador adiantado do sistema de 4°	16 A
Gerador adiantado do sistema de <1°	7 A
Gerador atrasado do sistema de 4°	12 A
Gerador atrasado do sistema de 11°	25 A
Gerador atrasado do sistema de 19°	42 A
Gerador atrasado do sistema de 24°	59 A

A Figura 13 mostra o caso do disjuntor que fechou dois sistemas com 24° fora de fase. As correntes atingiram 59 A dentro do primeiro meio ciclo antes dos sistemas serem arrastados juntos.

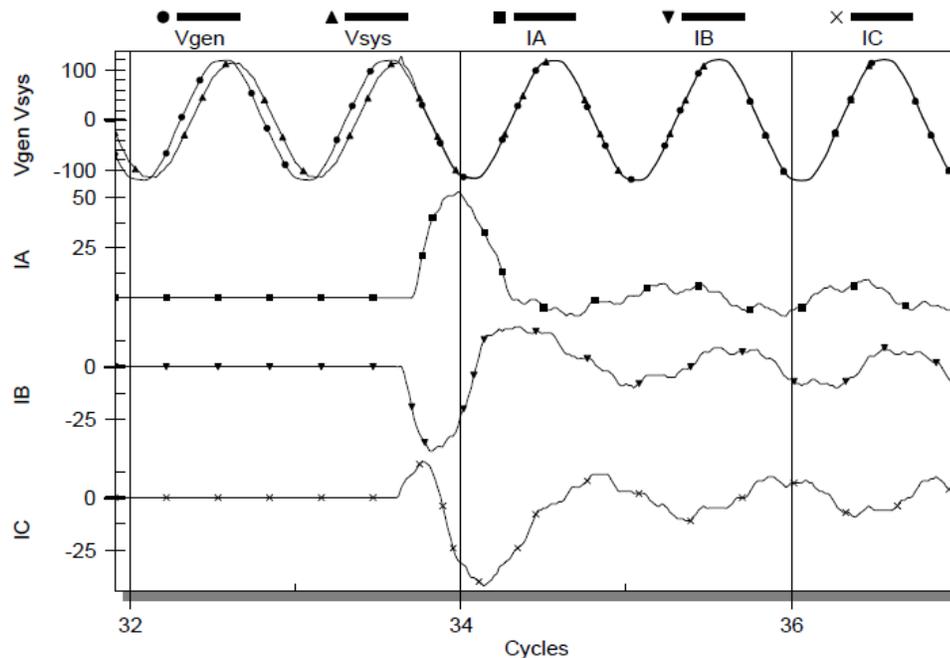


Figura 13: Oscilografia e Eventos Digitais de uma Operação de Fechamento a 24°

A Tabela 3 mostra os resultados dos testes com três tempos de operação do disjuntor a 59,85 Hz. A condição de falha de disjuntor (86_COIL) foi baseada num ângulo de 10° de uma janela de avaria de 13° e uma margem de segurança de tempo para limpar a barra.

Tabela 3: Resultados de Laboratório da Máquina

		Resultados (tempo relativo à energização do CLOSE_COIL)		
V _{GERADOR}	Velocidade do Disjuntor	SLOW_BKR_ALARM	86_COIL	Current
59,85 Hz	22 ms	Não Operou	Não Operou	27 ms
Slip=54°/s	189 ms	30 ms	Não Operou	194 ms
	388 ms	30 ms	314 ms	Disjuntor fechado na barra morta em 390 ms

V_{SISTEMA} foi ajustado em 60,00 Hz. O tempo de fechamento nominal do disjuntor foi de 22 ms. O ângulo de fechamento pretendido foi de 8°.

A Figura 14 é a tela capturada do sequenciador de eventos do dispositivo mostrando a operação do esquema quando o disjuntor operou em 390 ms. O transitório elevado de corrente foi evitado pela saída da barra antes do fechamento do disjuntor.

SLOW SYNCHRONIZING BREAKER DETECTION				
#	DATE	TIME	ELEMENT	STATE
12	09/11/97	10:17:55.328	MCLOSE	Asserted
13	09/11/97	10:17:55.829	MCLOSE	Deasserted
14	09/11/97	10:17:57.417	DAMAGE_ANGLE	Deasserted
15	09/11/97	10:17:57.517	25C	Asserted
16	09/11/97	10:17:57.528	CLOSE_COIL	Asserted
17	09/11/97	10:17:57.557	SLOW_BKR_ALARM	Asserted
18	09/11/97	10:17:57.742	25C	Deasserted
19	09/11/97	10:17:57.842	DAMAGE_ANGLE	Asserted
20	09/11/97	10:17:57.842	86_COIL	Asserted
21	09/11/97	10:18:04.293	DAMAGE_ANGLE	Deasserted
22	09/11/97	10:18:04.293	86_COIL	Deasserted
23	09/11/97	10:18:04.395	25C	Asserted
24	09/11/97	10:18:04.622	25C	Deasserted
25	09/11/97	10:18:04.727	DAMAGE_ANGLE	Asserted
26	09/11/97	10:18:04.727	86_COIL	Asserted

Figura 14: Captura da Tela do SER de uma Operação de Fechamento de 390 ms

A Figura 15 é uma oscilografia com eventos digitais da operação do disjuntor em 390 ms. O disjuntor finalmente fechou depois que o 86_COIL foi energizado e a barra limpa. A tensão medida do sistema não foi a zero devido a localização do transformador de potencial para o teste.

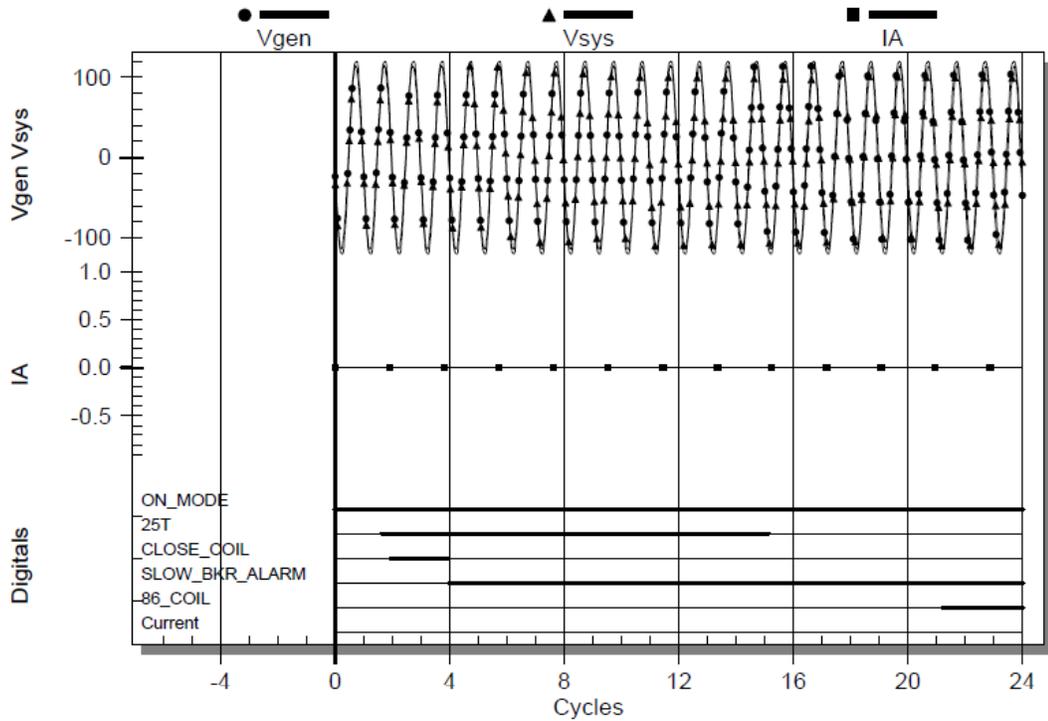


Figura 15: Oscilografia e Eventos Digitais da Operação da Falha de Fechamento do Disjuntor

Os resultados dos testes do gerador de pequeno porte do laboratório mostraram que quanto mais aumenta o ângulo de fechamento, mais corrente circula para sincronizar dois sistemas. Estes testes também verificaram o funcionamento da lógica.

Dados de Campo

Testes de campo foram conduzidos pela Wisconsin Electric na Usina Concord. É uma usina com quatro unidades com turbina a combustão. Vide diagrama unifilar da usina na Figura 16. Cada unidade tem os seguintes dados nominais: 119,2 MVA, FP 0,8, 13,8 kV, 3600 rpm. Todas as unidades estão conectadas a uma barra comum de 138 kV através de um disjuntor de 13,8 kV, um transformador elevador 13,8–138 kV, 60/80/100 MVA, e uma seccionadora de 1200 A. A barra comum de 138 kV é conectada a barra 138 kV da Usina Concord através de um disjuntor a óleo, que por sua vez é conectada ao sistema. Cada unidade é partida como um motor pelo conversor estático de frequência, que é retirado quando a combustão é estabelecida. A unidade é então sincronizada através do disjuntor 13,8 kV do gerador. O dispositivo de medida foi conectado no modo de monitoração. Todas entradas, saídas e lógicas internas foram monitoradas. Nenhum contato de saída foi conectado ao esquema de falha de disjuntor. O disjuntor de sincronização dos geradores da usina Concord não podem ser isolados, então o modo “TEST” não foi implementado.

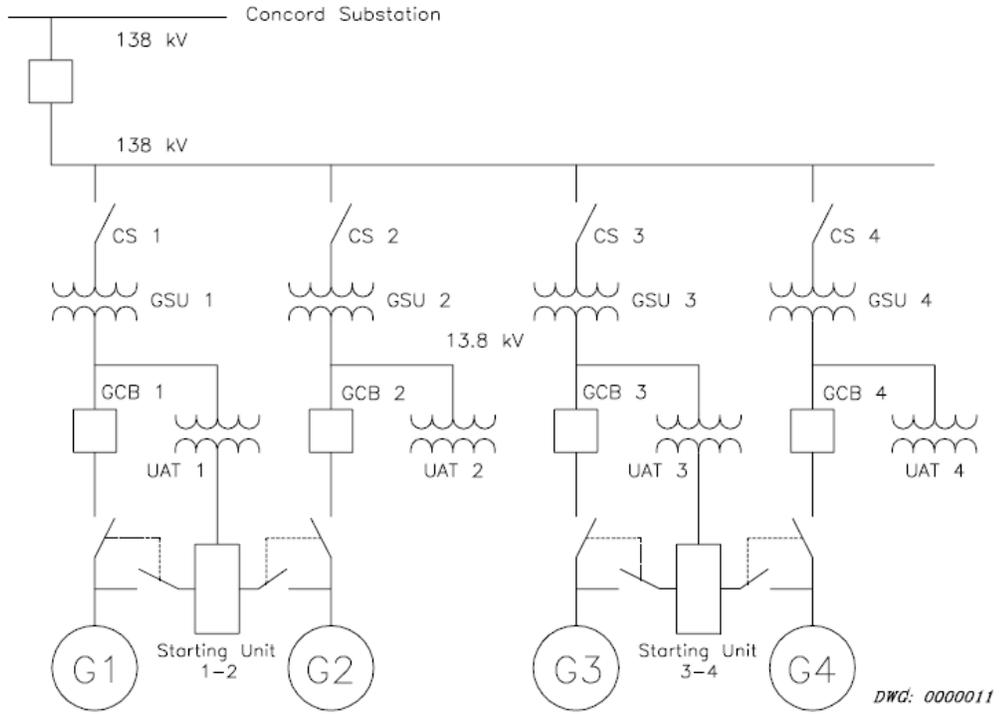


Figura 16: Diagrama Unifilar da Usina Concord Wisconsin Electric Power Company

A Figura 17 mostra a tensão e corrente da operação de sincronização. Todas as operações de fechamento dos disjuntores dos geradores da usina Concord tiveram sucesso e o esquema não indicou nenhuma condição de retardo de disjuntor ou partida da falha de disjuntor.

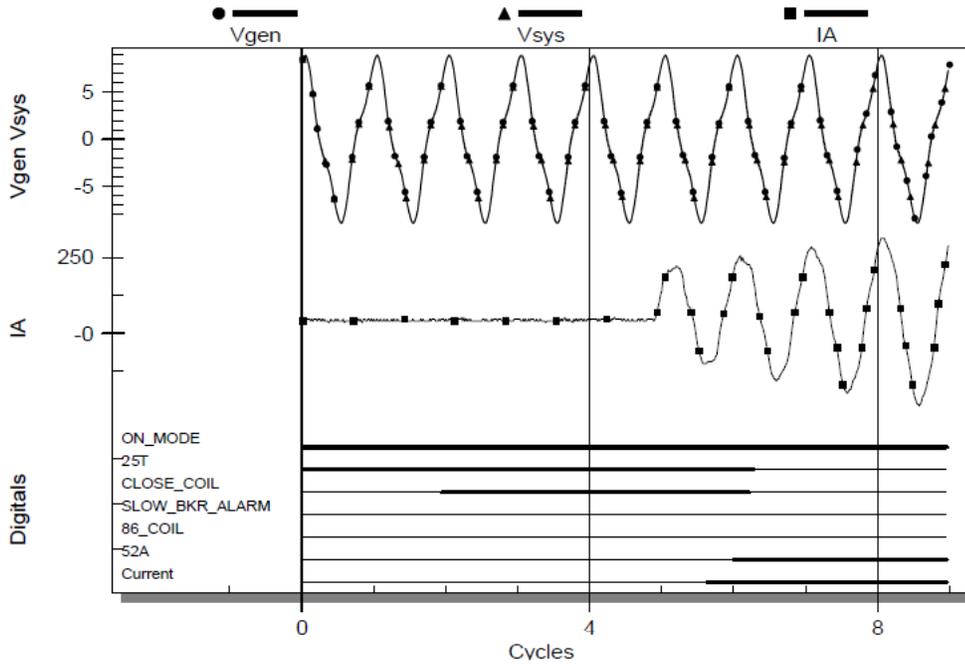


Figura 17: Operação de Fechamento dos Disjuntores de Sincronismo da Usina Concord

A Figura 18 mostra um sumário das operações de fechamento dos disjuntores da usina Concord. Foram 14 operações desde 2 de junho de 1997, todas dentro das especificações do disjuntor. O disjuntor mostrou uma variação mecânica mínima (baseado no contato 52A). O disjuntor mostrou uma variação elétrica de cerca de um ciclo (baseada na corrente). Estas variações são associadas a quantidade de corrente no instante do fechamento do disjuntor. As operações de desligamento não foram monitoradas.

OPERATION SUMMARY FROM 06/02/97						
	TRIPA	TRIPB	TRIPC	CLOSEA	CLOSEB	CLOSEC
Number of Operations	0	0	0	14	14	14
Ave. Elect. Time (ms)	0.0	0.0	0.0	69.3	75.4	77.5
Ave. Mech. Time (ms)	0.0	0.0	0.0	67.1	67.1	67.1
Last Elect. Time (ms)	0	0	0	66	87	89
Last Mech. Time (ms)	0	0	0	66	66	66

Figura 18: Relatório de Tempos dos Disjuntores da Usina Concord

CONCLUSÕES

1. Um único dispositivo pode proporcionar um controle de fechamento síncrono e fazer uma supervisão depois que o sincronizador automático conduziu o gerador até a velocidade e prover de uma proteção de falha de fechamento de disjuntor segura e confiável.
2. O disjuntor pode ser considerado fechado baseado nos contatos auxiliares do disjuntor, diferença do ângulo da tensão (tensão em delta) e/ou fluxo de potência inicial de sincronização.
3. Avarias no gerador e sistema podem ser evitadas com segurança pela implementação do esquema de falha de fechamento de disjuntor.
4. Operações desnecessárias de limpeza de barra são evitadas com segurança pelo esquema de falha de fechamento de disjuntor que verifica a diferença do ângulo das tensões (tensão em delta) antes da operação.
5. Um modo de teste de operação para testar o tempo de fechamento do disjuntor antes da sincronização é facilmente implementado como parte do esquema de falha de fechamento do disjuntor.
6. Um esquema de falha de fechamento de disjuntor é facilmente adaptado a vários tipos de arranjos de sistema e métodos de operação de sincronização incluindo os fechamentos manual e automático.

REFERÊNCIAS

- [1] W. M. Strang, C. J. Mozina, et al., “Generator Synchronizing Industry Survey Results IEEE Power System Relaying Committee Report,” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No.1, January 1996.
- [2] H. H. Chen, G. E. Jablonka, J. V. Mitsche, J. B. Lewis, “Turbine-Generator Loss-Of-Life Analysis Following A Faulty Synchronization Incident,” Proceedings of the American Power Conference, Vol. 42, 1980.
- [3] Richard A. Evans, P.E., “A Manual/Automatic Synchronization Circuit for a 37.5 MVA Steam Turbine Driven Generator,” IEEE Paper No. PCIC-89-14.
- [4] M. A. Masrur, PhD; Prof. A. K. Ayoub, PhD; Prof. J. T. Tielking, PhD, “Studies on Asynchronous Operation of Synchronous Machines and Related Shaft Torsional Stresses,” IEE Proceedings-C, Vol. 138, No. 1, January 1991.