



**XXIII SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GPT/07
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO – II

GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS - GPT

SINCRONIZAÇÃO E CONTROLE AVANÇADOS PARA GERADORES – SINCRONIZANDO SISTEMAS ILHADOS COM SINCRÓFAORES

**Geraldo Rocha(*)
SEL**

**Nicholas C. Seeley
SEL**

1.0 - RESUMO

A sincronização de geradores ao sistema de potência é um processo delicado que pode provocar danos à máquina e oscilações no sistema caso não seja feita adequadamente.

Em muitos casos, o processo de sincronização é realizado através de sincronizadores automáticos, mantendo no entanto o controle manual disponível em caso de emergência.

Este processo pode ser simplificado significativamente através da utilização de relés microprocessados. Este informe, discute como essa tecnologia pode ser aplicada na redução de custos, aumento da confiabilidade e completa integração, automação e controle remoto do sistema.

PALAVRAS-CHAVE

Sincrofasores, Sincronização de Geradores, Relés Microprocessados

2.0 - INTRODUÇÃO

O processo de sincronização dos geradores ao sistema de potência caso malsucedida, pode provocar danos tanto no conjunto gerador e máquina-primária, quanto no próprio sistema de potência ao qual será conectado.

Dentre as principais consequências de uma sincronização incorreta, estão:

- Dano ao gerador e à máquina primária devido ao estresse mecânico causado pela rápida aceleração ou desaceleração durante o processo de sincronização ao sistema
- Dano aos enrolamentos do gerador e do transformador elevador devido ao alto nível de corrente
- Oscilações no sistema de potência
- Desconexão do gerador devido a atuação de funções de proteção

O processo de sincronização pode ser realizado através de painéis auxiliares, que incluem indicações de tensão, ângulo e frequência de escorregamento para mostrar quais ajustes o operador deve efetuar no regulador de tensão e de velocidade e quando é possível realizar o fechamento do disjuntor. Em muitos casos, o processo é automatizado, mantendo no entanto o controle manual disponível em caso de emergência.

O processo de sincronização pode se tornar complexo quando envolve 2 ou mais geradores ou quando apresenta mais de 1 disjuntor de sincronização, isso ocorre pois são necessários complicados esquemas de seleção de TPs de sincronismo e circuitos de controle que reduzem a confiabilidade do sistema de sincronização.

Os relés microprocessados podem simplificar consideravelmente os sistemas de sincronização como poderá ser visto ao longo desse informe, antes, porém, serão discutidos os fundamentos básicos dos sistemas de sincronização.

3.0 - CONSEQUÊNCIAS DE UMA SINCRONIZAÇÃO DEFEITUOSA

3.1 Dano ao Gerador e à Máquina Primária

Uma sincronização defeituosa pode causar esforços mecânicos tanto no gerador quanto na máquina primária. É desejável que a frequência de escorregamento seja zero ou positiva para reduzir o impacto mecânico devido ao processo de aceleração.

Além dos esforços mecânicos devido à aceleração do eixo, uma sincronização defeituosa pode expor o gerador e o transformador elevador a altos níveis de correntes que irão reduzir a vida útil dos equipamentos devido aos esforços térmicos e mecânicos que surgem nos enrolamentos.

3.2 Problemas no Sistema

Além dos esforços mecânicos, uma sincronização defeituosa irá gerar oscilações de potência que podem afetar significativamente o sistema caso seja um sistema fraco.

Por outro lado, o gerador irá fornecer ou drenar potência reativa dependendo do nível de tensão no seu campo. Se a excitatriz estiver em modo manual durante a sincronização e a tensão do gerador estiver abaixo da tensão do sistema, isso pode causar um afundamento de tensão no sistema. Este cenário pode ser ainda pior se a excitatriz estiver no modo de regulação por tensão durante a sincronização. Assim que a unidade geradora for sincronizada ao sistema, o regulador de tensão irá reduzir a excitação para tentar trazer a tensão de volta ao seu set point, essa condição pode levar a máquina a não ser sincronizada ou até mesmo retirada do sistema logo após a sincronização.

3.3 Atuação de Funções de Proteção do Gerador

Os problemas relacionados a sincronização defeituosa discutidos anteriormente, podem se manifestar na forma de operação de funções de proteção. Duas funções de proteção que comumente podem atuar são a função direcional de potência (32) e a função de perda de campo (40).

A função direcional de potência (32) tem o objetivo de proteger o gerador contra a motorização, porém pode operar indevidamente durante a sincronização do gerador caso a frequência da máquina esteja abaixo da frequência do sistema e ele drene potência ativa nos primeiros instantes para acelerar a máquina.

A função de perda de campo (40) tem o objetivo de proteger o gerador caso ele perca a excitação do campo, porém pode operar indevidamente durante a sincronização do gerador caso a tensão da máquina esteja abaixo da tensão do sistema e ele drene potência reativa nos primeiros instantes para excitar o campo da máquina.

4.0 - COMPONENTES DE UM SISTEMA DE SINCRONIZAÇÃO

O sistema de sincronização deve realizar as seguintes funções:

- Controlar o regulador de velocidade
- Controlar o regulador de tensão
- Efetuar o fechamento do disjuntor o mais próximo possível da diferença angular zero

Estas funções podem ser realizadas pelo operador utilizando um sistema manual, um sistema automatizado ou uma combinação dos dois. Normalmente são utilizados ainda dispositivos de supervisão para monitorar o processo.

4.1 Sistemas de Sincronização Manuais

Os geradores têm sido tradicionalmente sincronizados por meios manuais. O operador ajusta manualmente a velocidade da máquina primária ou o set point do regulador de velocidade para que seja o mais próximo possível da frequência do sistema. De modo similar, o operador ajusta o nível de excitação ou o set point do regulador de tensão para que seja o mais próximo possível da tensão do sistema.

O operador então inicia o processo de fechamento do disjuntor quando a diferença entre o ângulo de fase do gerador e do sistema é aproximadamente zero. Alguns instrumentos podem ser utilizados para que o operador possa visualizar a diferença na tensão, velocidade e o ângulo de fase.

Estes instrumentos normalmente se encontram no painel de sincronização do gerador. Na Figura 1 é possível ver um típico painel de sincronização para dois disjuntores.

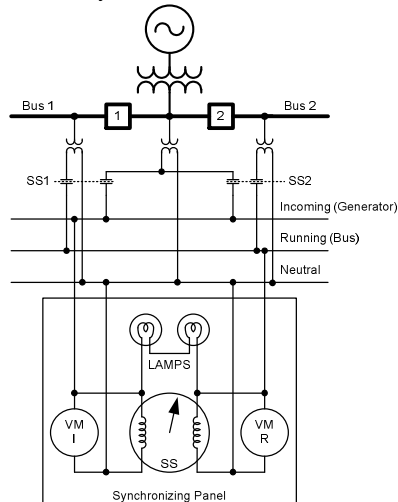


FIGURA 1 – Exemplo de Painel de Sincronização

4.2 Sistemas de Sincronização Automáticos

Um sincronizador automático é um dispositivo capaz de realizar todas ou parte das funções necessárias para sincronizar um gerador. Ele pode gerar sinais de controle para os reguladores de tensão e de velocidade e pode efetuar o fechamento do disjuntor.

Em sua forma mais básica, um sincronizador automático mede a frequência de escorregamento e calcula o ângulo que será necessário em avanço para efetuar a compensação do tempo de fechamento do disjuntor.

Modelos mais sofisticados podem enviar a frequência de escorregamento e a diferença de tensão como um sinal de erro para que o sistema de controle regule a geração.

4.3 Relés de Check de Sincronismo

Os relés de check de sincronismo são utilizados na supervisão tanto da sincronização manual quanto da sincronização automática. A maior parte dos relés de check de sincronismo verificam se o ângulo está dentro de uma faixa aceitável e se ele permanece nessa região por um determinado período de tempo.

Com o advento dos relés microprocessados passou a ser possível realizar a sincronização através de elementos compensados que iniciam a sincronização automática calculando o ângulo em avanço através da frequência de escorregamento.

4.4 Energização de Barra Morta

Relés de tensão podem ser utilizados para supervisionar o fechamento do disjuntor na condição de barra morta.

É indicado no entanto a supervisão do operador para evitar a sincronização defeituosa devido a queima do fusível dos TPs.

5.0 - DESIGN DO SISTEMA DE SINCRONIZAÇÃO

Os sistemas de sincronização devem ser projetados para apresentar alta confiabilidade. É importante que o sistema efetue de forma segura a sincronização todas as vezes que for necessário. Não podem haver pontos de falha que impossibilitem a sincronização do gerador, nem problemas entre as funções de controle e as funções de supervisão que possibilitem a sincronização defeituosa.

Para atingir esses objetivos, são aplicados múltiplos níveis de supervisão. Para um sistema de 2 níveis normalmente são utilizados ajustes manuais ou automáticos da velocidade e tensão do gerador e ainda a compensação do tempo de fechamento do disjuntor. Em um sistema de 3 níveis de supervisão, são utilizados relés de check de sincronismo (25), sincronizadores automáticos para iniciar o fechamento do disjuntor e ainda a supervisão local do operador checando as variáveis monitoradas no painel de sincronização.

Podem haver ainda mais de um sistema de sincronização para que no caso da falha do um componente, esteja disponível outro sistema.

Na Figura 2 pode ser observada um exemplo de circuito de sincronização:

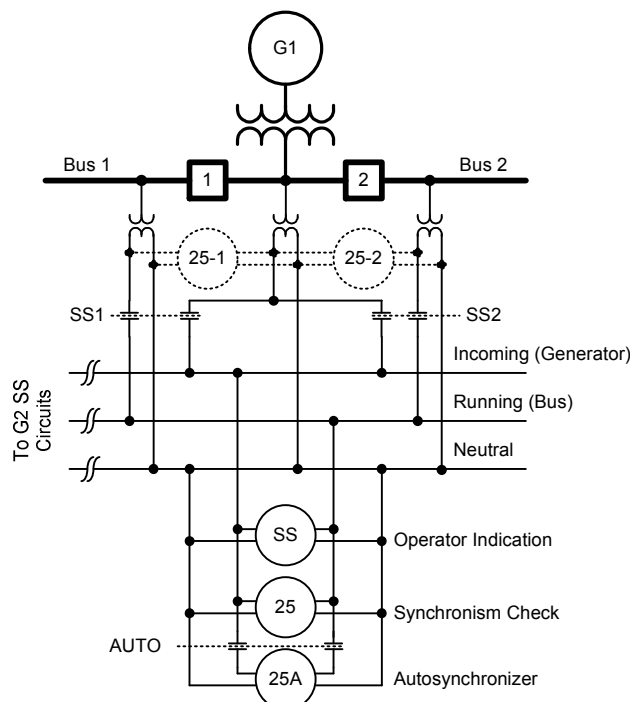


FIGURA 2 – Exemplo de Circuito de Sincronização

Perceba no entanto que esse circuito apresenta elementos que acrescentam pontos de falha, tais como as chaves seletoras de tensão (SS1 e SS2), além disso, conforme aumentam a quantidade de geradores ou disjuntores a serem sincronizados, aumentam o número de relés auxiliares utilizados na isolação dos circuitos de controle. Estes relés auxiliares assim como as chaves seletoras de tensão, adicionam pontos de falha.

6.0 - AVANÇOS PROPORCIONADOS POR RELÉS MICROPROCESSADOS COM SINCRÓFASORES

Os relés microprocessados podem selecionar a tensão a ser utilizada no processo de sincronização, sem a necessidade de chaves seletoras de tensão e podem ainda redirecionar os comandos de fechamento através de contatos auxiliares de saída dedicados o que elimina a necessidade de relés auxiliares.

Além disso, os relés microprocessados contam em sua grande maioria com a medição de sincrofases, que fornecem medições fasoriais das tensões baseadas numa referência de tempo comum fornecida por um sistema GPS.

Os dados medidos via sincrofases, são enviados a taxas de 60 mensagens por segundo com baixa latência, o que fornece a performance necessária para um sistema de sincronização.

Um computador dedicado, rodando o software concentrador de dados fasoriais (PDC) pode receber os dados de sincrofases enviados pelos relés microprocessados e realizar o processo de sincronização selecionando as tensões adequadas e comandando os contatos de saída auxiliares através do protocolo de comunicação GOOSE.

Todo esse processo pode ser gravado e armazenado através de um sistema de armazenamento de eventos e de oscilografias e utilizado para posterior análise de sincronizações malsucedidas, sintonização de parâmetros do sincronizador automático, entre outros.

7.0 - EXEMPLOS

São demonstrados a seguir exemplos de aplicações que utilizam sistemas avançados de sincronização com sincrofases. Alguns já estão em serviço, outros no entanto foram apenas propostos.

7.1 Planta de Geração sem Disjuntor de Sincronização Local

Nesta aplicação, um gerador à combustão está localizado quilômetros de distância da subestação de conexão à rede. A planta não apresenta um disjuntor de sincronização local, para realizar a regulação do gerador foi proposto a instalação de um sincronizador automático na subestação com um módulo de entradas e saídas digitais localizado na sala de controle para ajustar o regulador de tensão e velocidade através de um link de fibra ótica. Foi proposto, além disso, a instalação de um sincrocópio utilizando os dados do PDC para visualização e controle do operador, além de outro módulo de saídas e entradas digitais dedicado a levar os sinais de controle do operador ao disjuntor remoto para acionar a bobina de fechamento do disjuntor.

7.2 Múltiplos Pontos de Sincronização em um Sistema de Ilhamento

Nesta aplicação, uma planta farmacêutica opera um sistema de cogeração para geração de vapor e eletricidade. Após um retrofit, foi implementado um sistema de ilhamento de cargas, como pode ser visto no diagrama unifilar da Figura 3.

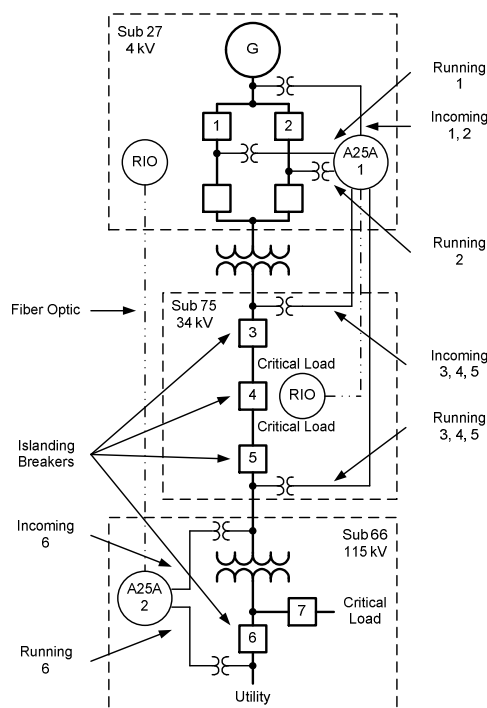


FIGURA 3 – Sistema de Ilhamento e sincronização

Os diversos pontos de separação podem ser selecionados de acordo com a geração e carga no momento da perturbação. O sistema poderia ainda ser ilhado antecipadamente, caso fosse identificado a proximidade de um furacão (comum na região).

Nas subestações de 34 kV e 4 kV a distância dos sinais dos TPs aos disjuntores 3, 4 e 5 é curta o que possibilita que possam ser fiados diretamente ao dispositivo de sincronização A25A-1. Os comandos de fechamento do A25A-

1 são enviados para a subestação de 34 kV utilizando um módulo de entradas e saídas digitais através de um link de fibra ótica.

A distância dos TPs para a subestação de 115 kV é maior e impossibilita que sejam fiados diretamente ao dispositivo de sincronização automática A25A-2 que está localizado lá para realizar a sincronização através do disjuntor 6.

Pulsos para elevar e reduzir a frequência e a tensão são enviados a subestação de 4 kV utilizando um módulo de entradas e saídas digitais através de um link de fibra ótica.

O sistema é totalmente controlado através da sala de controle na subestação de 4 kV, na qual está o sincronizador automático.

7.3 Eliminação do Circuito de Sincronização em uma Fábrica de Celulose

Uma fábrica de celulose opera um sistema de cogeração para gerar vapor e eletricidade. O sistema inclui múltiplos geradores e múltiplos pontos de sincronização através de uma complexa planta de distribuição. Todos os circuitos de sincronização passam através um painel de sincronização com relés auxiliares e chaves seletoras. A atmosfera agressiva da planta com frequência desgasta os contatos, causando operações incorretas do sistema de sincronização, o que afeta uma parcela crítica da geração.

A planta apresenta ainda um disjuntor de interligação com a concessionária, porém ele está longe da sala de controle do gerador. Dependendo da situação, é necessário sincronizar a planta de volta a concessionária neste ponto, porém os cabos dos TPs e do circuito de controle passam por regiões da planta que podem degradá-los, afetando a confiabilidade do sistema.

Foram instalados relés microprocessados com conformal coating nas placas de circuito impresso, o que os protege da atmosfera agressiva, com isso foi possível eliminar os relés auxiliares e as chaves seletoras e aumentar a confiabilidade do sistema de sincronização.

Um retrofit futuro é planejado para instalar um dispositivo de sincronização A25A no disjuntor de interligação com a concessionária, utilizando um módulo de entradas e saídas digitais para trazer os sinais de controle de volta a sala de controle. Na fase 2, o painel de sincronização será substituído por uma série de dispositivos de sincronização A25A.

8.0 - CONCLUSÃO

Geradores síncronos podem ser conectados ao sistema de potência apenas se o escorregamento, diferença de tensão e diferença de ângulo de fase estiverem dentro de limites aceitáveis.

Uma sincronização incorreta pode danificar tanto os sistemas mecânicos quanto os sistemas elétricos do gerador, causar perturbações no sistema de potência e a atuação de funções de proteção.

Sistemas de sincronização incluem controles para ajustar a frequência e tensão do gerador a ser conectado e do barramento ao qual ele será conectado. O processo de sincronização pode ser tanto manual ou automático ou a combinação dos dois. Em muitos casos, quando a sincronização é automática, o sistema manual é mantido em caso de emergência.

Os sistemas automáticos possuem a vantagem de terem grande precisão e repetibilidade em calcular o ângulo de fechamento compensado com isso conseguem energizar a bobina de fechamento do disjuntor próximo a diferença angular zero. Os sistemas manuais possuem a vantagem de contarem com a supervisão do operador. Sistemas de sincronização que contam tanto com a supervisão do operador quanto com o sincronizador automático contam com todas as vantagens citadas.

Desenvolver um sistema de sincronização robusto e tolerante a faltas é um grande desafio. Um software baseado em sincrofasores rodando em um PDC pode modernizar a interface com o operador. O sincrocópio moderno, fornece melhor indicação do que a tecnologia tradicional e possibilita que o operador tenha uma performance mais precisa e consistente devido aos sincrofasores.

9.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) IEEE, Standard for Salient-Pole 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications Rated 5 MVA and Above, IEEE Standard C50.12-2005.
- (2) IEEE, Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above, IEEE Standard C50.13-2005.
- (3) IEEE, Guide for Operation and Maintenance of Turbine Generators, IEEE Standard 67-2005.
- (4) IEEE, Guide for AC Generator Protection, IEEE Standard C37.102-2006.
- (5) W. M. STRANG, C. J. MOZINA, B. BECKWITH, T. R. BECKWITH, S. CHHAK, E. C. FENNELL, E. W. KALKSTEIN, K. C. KOZMINSKI, A. C. PIERCE, P. W. POWELL, D. W. SMAHA, J. T. UCHIYAMA, S. M. USMAN, AND W. P. WAUDBY, "Generator Synchronizing Industry Survey Results," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, Issue 1, pp. 174–183, Jan. 1996.
- (6) R. A. EVANS, "A Manual/Automatic Synchronization Circuit for a 37.5 MVA Steam-Turbine-Driven Generator," IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 26, Issue 6, pp. 1081–1085, Nov./Dec. 1990.
- (7) G. BENMOUYAL, E. O. SCHWEITZER, III, AND A. GUZMÁN, "Synchronized Phasor Measurement in Protective Relays for Protection, Control, and Analysis of Electric Power Systems," proceedings of the 29th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2002.
- (8) K. KOELLNER, C. ANDERSON, AND R. MOXLEY, "Generator Black Start Validation Using Synchronized Phasor Measurement," proceedings of the 60th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, March 2007.
- (9) K. C. BEHRENDT, "Relay-to-Relay Digital Logic Communication for Line Protection, Monitoring, and Control," proceedings of the 23rd Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 1996.
- (10) L. C. GROSS, L. S. ANDERSON, AND R. C. YOUNG, "Avoid Generator and System Damage Due to a Slow Synchronizing Breaker," proceedings of the 24th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 1997.

10.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Michael J. Thompson graduou-se na Universidade de Bradley em 1981. Tem larga experiência no campo de operação e proteção do sistema de potência. Após graduar-se trabalhou por 15 anos na Central de Serviços Públicos de Illinois (agora AMEREN), onde trabalhou na área de distribuição e subestações. Antes de ingressar no corpo de colaboradores da Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) em 2001, participou do desenvolvimento de diversos relés numéricos. Atualmente ele ocupa o cargo de engenheiro senior com excelência na área de serviços da SEL.