

Projeto de Modernização da Subestação Palou, Universidade de Stanford

Steve Briscoe
Stanford University

Glyn Lewis
Applied Power

Michael Thompson
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

A edição revisada foi lançada em novembro de 2004

Originalmente apresentado na
31st Annual Western Protective Relay Conference, outubro de 2004

Traduzido para o português em agosto de 2017

PROJETO DE MODERNIZAÇÃO DA SUBESTAÇÃO PALOU, UNIVERSIDADE DE STANFORD

Steve Briscoe
Stanford University
Stanford, CA USA

Glyn Lewis
Applied Power
Redwood Shores, CA USA

Michael Thompson
Schweitzer Engineering
Laboratories, Inc.
Pullman, WA USA

RESUMO

A Universidade de Stanford empenhou-se na execução do projeto de modernização dos sistemas de proteção e controle de sua Subestação Palou. Essa subestação constitui o principal ponto de interconexão de duas linhas de 60 kV de interligação com a concessionária, da saída para interligação com uma unidade de cogeração e dos três transformadores que alimentam o sistema de distribuição do campus. As duas linhas de interligação com a concessionária são operadas normalmente através do arranjo preferencial/alternativo. A barra pode ser seccionada para permitir múltiplos arranjos de operação, de acordo com a necessidade. O projeto incluiu um sistema inovador de proteção de barras com comparação direcional e interbloqueio de zonas, o qual pode ser adaptado a qualquer arranjo de seccionamento da barra. Um esquema automático de separação e restabelecimento quando de falta de alimentação também foi incluído. Uma das razões para se efetuar o upgrade do sistema é a de permitir o ilhamento do campus e do sistema de cogeração durante uma interrupção da operação normal da linha de interligação com a concessionária. Para isso, era necessário que houvesse capacidade de transferência do controle dos disjuntores de interligação com a concessionária para a unidade de cogeração através de um link redundante de fibra-óptica, permitindo a re-sincronização desses disjuntores com a concessionária após a operação com sucesso do ilhamento.

INTRODUÇÃO

Em 1999, a Universidade de Stanford decidiu empenhar-se no projeto de atualização e modernização da Subestação Palou. Essa subestação constitui o principal ponto de interconexão de duas linhas de 60 kV de interligação com a concessionária, da saída para interligação com uma unidade de cogeração e dos três transformadores que alimentam o sistema de distribuição do campus. O projeto incluía o upgrade de dois dos transformadores para aumentar sua capacidade, o rearranjo da barra para uma maior flexibilidade de operação, a substituição dos equipamentos envelhecidos e a modernização dos sistemas de proteção e controle. O foco deste artigo é a modernização dos sistemas de proteção e controle.

A Subestação Palou é o principal ponto de interconexão entre o sistema da concessionária e o sistema de distribuição da Universidade de Stanford. A Figura 1 mostra o diagrama unifilar com o arranjo final da subestação. Existem três fontes chegando na barra: linha de interligação preferencial com a concessionária, linha de interligação alternativa com a concessionária e unidade da cogeração. Existem três cargas em derivação na barra: um transformador de pequeno porte de 4,16 kV e dois transformadores maiores de 12,47 kV.

O projeto envolveu o rearranjo da barra para propiciar flexibilidade na alimentação das cargas do campus a partir de qualquer uma das três fontes, de acordo com a necessidade. A flexibilidade do arranjo para chaveamentos na barra apresentava desafios para o sistema tradicional de proteção de barras, porém esses desafios puderam ser atendidos pelo novo sistema de proteção. O novo sistema de controle propicia o controle remoto dos disjuntores de interligação com a concessionária para sincronização no caso de um ilhamento com sucesso

do campus junto com a geração local. Ele também possibilita o restabelecimento automático das cargas se o ilhamento for sem sucesso.

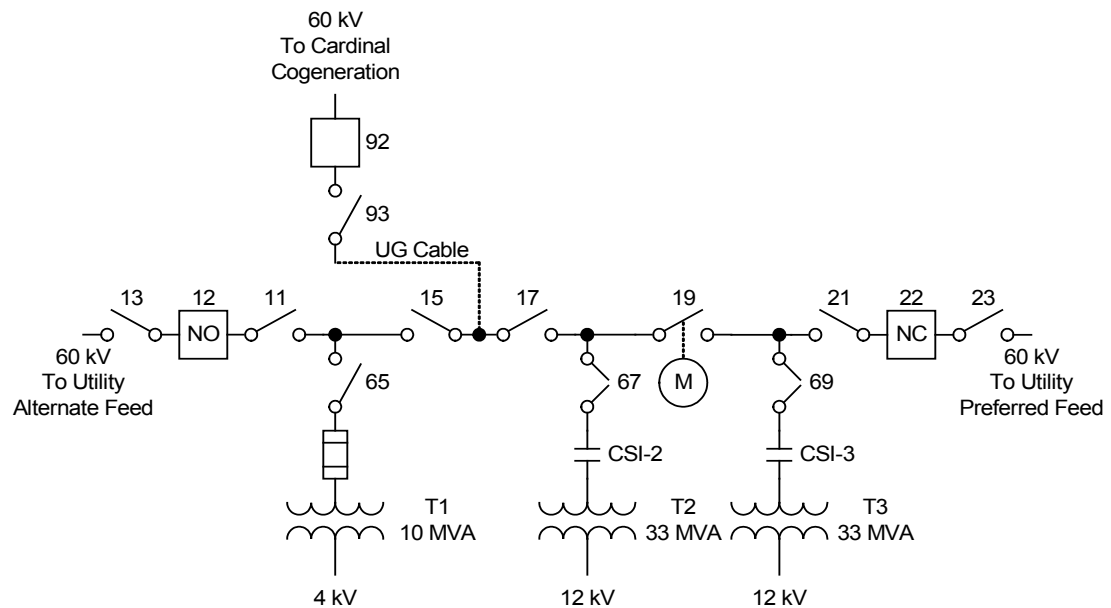


Figura 1 Diagrama Unifilar da Subestação Palou

HISTÓRICO

Localizada próxima a Palo Alto, na área de San Francisco Bay, a Universidade de Stanford é mais do que uma cidade de tamanho médio — é um campus altamente desenvolvido e complexo com instalações e serviços que são muito mais elaborados e estratégicos do que os de comunidades típicas de 20.000 habitantes. Além disso, com uma profusão de centros de pesquisa e ensino médico, junto com os alojamentos, salas de aula, complexos culturais e esportivos, ela é uma das mais completas instituições no que se refere à eficiência energética entre as universidades de pesquisa da Califórnia. Existem 678 edifícios principais em Stanford (total de 1,17 milhão de metros quadrados), mais 843 unidades de alojamento das faculdades no campus, as quais são ocupadas pelos proprietários. Stanford possui três subestações para a distribuição de energia elétrica. A Subestação Palou é a principal subestação de distribuição para o campus da Universidade.

Palou em 1943

A Subestação Palou foi instalada em 1943. Na ocasião, somente foi instalado um transformador de 60 para 4,16 kV, 5 MVA. No campus, somente havia disponível a rede de distribuição de 4.160 V.

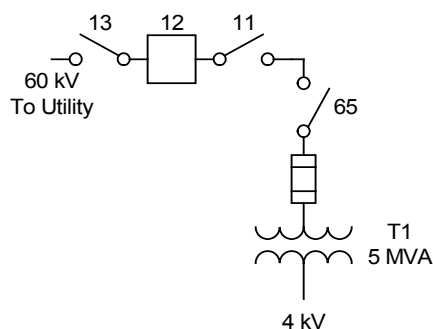


Figura 2 Subestação Stanford Palou, 1947

Palou em 1954

Na década de 50, a adição de um banco de 60 para 12,47 kV, 12 MVA óleo forçado / ar forçado (OFAF), propiciou a alimentação de seis circuitos adicionais de distribuição ao longo do campus (Figura 3). Foi instalado um segundo ponto de interconexão com a concessionária local.

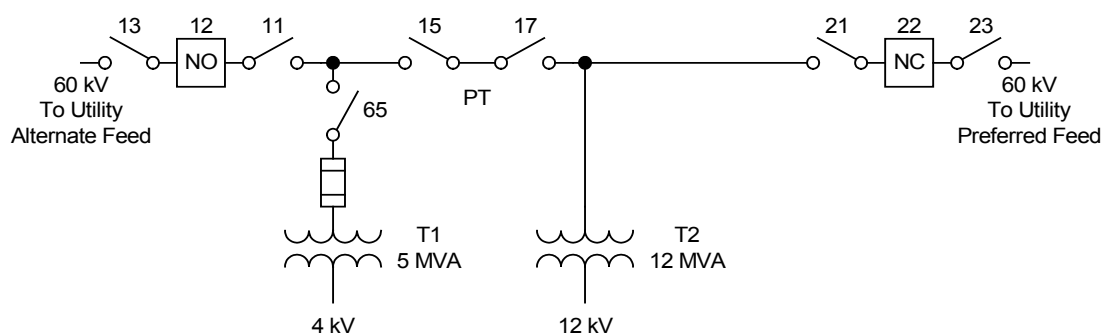


Figura 3 Subestação Stanford Palou, Adições de 1954

Palou em 1987

Em 1986, em antecipação ao projeto de instalação de uma unidade de cogeração de 50 MW no campus, foi instalado um transformador adicional de 16 MVA (OFAF), e o transformador original de 12 MVA foi substituído por um de 16 MVA (OFAF) (Figura 4). O transformador de 5 MVA, 4.160 V, também foi substituído por uma unidade de 10 MVA. A capacidade total disponível, na ocasião, era de 42 MVA.

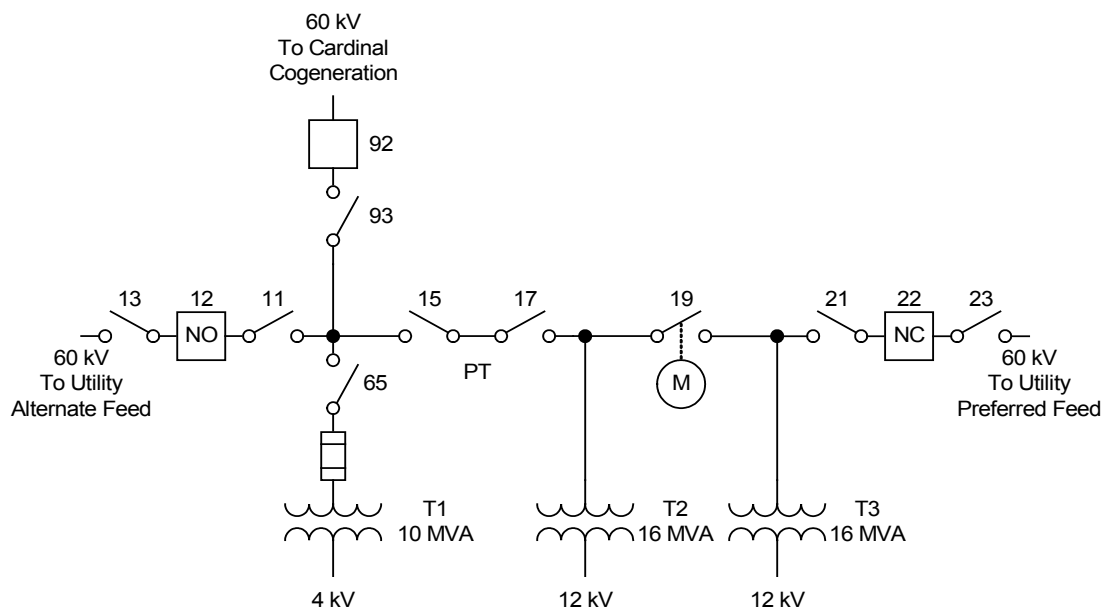


Figura 4 Subestação Stanford Palou, Adições de 1987

Palou em 2004

Em 1998, a demanda de energia do campus aumentava a uma taxa média de 4 por cento ao ano. A capacidade firme tinha sido ultrapassada. Os equipamentos eram antigos e obsoletos, alguns deles se aproximando de 50 anos de fabricação. Um projeto abrangente foi implementado para:

1. Aumentar a capacidade firme disponível do transformador de 42 para 76 MVA com as cargas atuais. Os bancos de transformador 2 e 3 são redundantes, com um esquema de transferência automática aplicado no arranjo principal-interligação-principal da barra de 12,47 kV. Além disso, um outro banco de transformador (4, não mostrado), da barra de 12,47 kV para a de 4,16 kV, efetua a retaguarda para o banco de transformador 1.
2. Substituir dois disjuntores a óleo de 50 anos de fabricação por disjuntores SF6.
3. Substituir os bancos de capacitores a céu aberto por unidades abrigadas.
4. Substituir os relés eletromecânicos e o quadro do painel de controle de 60 kV por um novo e moderno sistema de proteção e controle.
5. Instalar um esquema de relés para possibilitar o “ilhamento” da cogeração e do campus quando do desligamento das fontes da concessionária.
6. Mudar de posição a conexão da cogeração na barra de 60 kV da subestação de forma a propiciar uma operação mais confiável bem como uma maior flexibilidade de operações de chaveamento.

A Figura 1 mostra a configuração final da Subestação Stanford Palou.



Figura 5 Subestação Palou, Fevereiro de 2004 (Bancos de Transformador 1, 2 e 3, da Esquerda para a Direita)

VISÃO GERAL DO PROJETO

Upgrade dos Equipamentos da Subestação

O aumento da capacidade firme dos bancos de transformador exigiu a remoção das duas unidades de 16 MVA, que foram substituídas por unidades de 33 MVA. Este projeto foi executado sem nenhuma interrupção no fornecimento de energia elétrica para o campus. As cargas foram transferidas para outras fontes. Os transformadores foram substituídos e comissionados, um de cada vez, retornando à operação. As equipes de construção e instalação trabalharam na subestação energizada durante o período de execução do projeto.



Figura 6 Transformador de 33 MVA Durante a Instalação

Em 1987, a conexão da usina de cogeração tinha sido instalada no local da barra mais conveniente do ponto de vista físico. Este arranjo não fornecia condições de isolamento das seções da barra da subestação para efetuar manutenção ou reparos necessários sem desligar a usina de cogeração. A reconexão no centro das chaves de isolamento 15–17, mais próxima ao disjuntor 22, fornece, agora, a capacidade de efetuar a manutenção e reparo de qualquer seção da barra de 60 kV sem desligamento da cogeração.

Upgrade dos Sistemas de Proteção e Controle

A substituição dos equipamentos obsoletos da subestação foi concluída no verão de 2002. Durante esse período de construção e instalação, foi determinado que a proteção contra faltas dos novos equipamentos não era adequada e que seria necessário o desenvolvimento rápido de um projeto para reconfigurar e modernizar completamente os relés e os esquemas de proteção e controle.



Figura 7 Subestação Palou—Disjuntor a Óleo (OCB) Obsoleto, à Esquerda



Figura 8 Subestação Palou, Vista do Norte—Modernização Concluída

Durante muitos anos, era reconhecido que os controles e relés utilizados para proteção da subestação estavam envelhecidos, assim como o fato de que, ao longo dos anos, várias implementações tinham sido adicionadas gradativamente aos controles da subestação. Diversos equipamentos não tinham substitutos. Vários relés vibravam e nenhuma manutenção poderia consertá-los. Além disso, parecia não ser prudente proteger os novos equipamentos com relés antigos e obsoletos, bem como com esquemas antigos de proteção e controle.

Um outro aspecto não confiável do esquema de relés existentes era a incapacidade de o campus permanecer em operação durante problemas no sistema de transmissão da concessionária. Essa falta de confiabilidade foi corrigida pela adição de funções específicas dos relés que desligam as conexões com a concessionária e mantêm a interligação com a cogeração.

Assim como ocorreu com os equipamentos da subestação, as seis seções dos painéis existentes dos relés de proteção e controle foram implementadas em etapas, ao longo da vida da subestação. Em 1954, foram instaladas as duas seções originais, seguidas de duas outras

em 1974, e as duas seções finais foram instaladas em 1987. A isolamento da fiação antiga de 50 anos estava seca e esfarelava ao ser tocada.



Figura 9 Subestação Palou – Novos Painéis de Proteção e Controle

A remoção do banco de baterias existente de 125 Vdc para outro edifício abriu espaço para que os novos painéis fossem instalados antes da remoção das seções antigas. Os eletricitistas da rede de alta tensão de Stanford estavam capacitados para substituir a fiação da subestação por partes. O comissionamento dos relés foi executado nas seções da barra, sem interrupção para a geração e fluxo de potência de saída. Novamente, nenhuma interrupção acidental ocorreu durante essas mudanças com o sistema energizado.

VISÃO GERAL DO UPGRADE DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO E CONTROLE

Descrição dos Antigos Sistemas de Proteção

Durante muitos anos, as equipes de trabalho de Stanford avaliaram e discutiram a possibilidade de usar o sistema de cogeração para ilhar o campus durante interrupções prolongadas da alimentação da concessionária. Havia diversos obstáculos para a implementação dessa idéia. Os requisitos para interconexão com a concessionária não são implementados retroativamente. Portanto, se mudanças fossem efetuadas na entrada do serviço, a concessionária exigiria que o consumidor implementasse as normas mais recentes. O sistema da cogeração não havia sido alterado durante 20 anos. Os relés necessários de sub/sobrefrequência e sub/sobretensão estavam instalados no nível de 12 kV, no lado da carga (olhando para fora) do disjuntor de 12 kV do banco elevador. Era claro e evidente que esses relés tinham de ser transferidos para o nível de 60 kV para atuar nos disjuntores das linhas de interligação com a concessionária, 12 e 22, no caso de o sistema local da concessionária entrar em colapso. A alimentação da Subestação Palou proveniente da unidade de cogeração poderia ser preservada para alimentar a Universidade.

Os requisitos para interconexão com a concessionária são extremamente rígidos em relação à proteção das unidades de cogeração. A proteção existente na Subestação Palou não tinha sido nunca alterada durante 50 anos, considerando que a subestação original foi projetada para alimentação em anel. Essa proteção consistia de relés eletromecânicos em cada disjuntor, conforme mostrado a seguir:

- Sobrecorrente de fase e terra 50/51 e 50N/51N
- Sobrecorrente direcional de fase e terra 67/67N, com a direção de trip olhando para fora de Palou
- Relé de impedância da Zona 2 com a direção de trip olhando para fora de Palou

- Esquema diferencial de sobrecorrente parcial com detecção de faltas, aplicado a todas as três fontes da barra da subestação
- Um teste de religamento após uma falha no fornecimento de energia e restabelecimento da linha

Os bancos de transformador 2 e 3 eram solidamente conectados às respectivas seções de barra, sem nenhum recurso/capacidade de interrupção da falta, exceto que a respectiva proteção dava trip nos disjuntores 12 ou 22. Com este arranjo, todo o campus, incluindo a cogeração, poderia ser desenergizado.

Modificações no Sistema

A primeira fase (1999) da modernização da Subestação Palou efetuou um upgrade nos bancos de 33 MVA (OFAF) e acrescentou chaves seccionadoras para isolação dos bancos de transformador.

A segunda fase do projeto foi iniciada em 2002 e consistia de:

- Substituição dos dois disjuntores a óleo (OCBs) obsoletos por disjuntores SF6.
- Substituição das chaves seccionadoras antigas e obsoletas (algumas problemáticas).
- Adição de chaves seccionadoras em frente às chaves instaladas anteriormente.
- Instalação de dois conjuntos de TPs trifásicos de barra e um TP monofásico no lado da linha de cada um dos disjuntores das linhas de interligação com a concessionária, 12 e 22.
- Reconexão da cogeração de forma que ela pudesse ser selecionada para duas barras. Isto foi executado utilizando a chave antiga de seleção de TP. Essa conexão precisou também de aproximadamente 9 metros de condutor de cobre 750 MCM, 72 kV, pois as estruturas eram muito próximas para serem modificadas.

Os serviços das equipes de engenharia incluíam:

- **Examinar o pátio da subestação, procurando eletrodutos subterrâneos e fios terra.** Isto foi executado pelo Stanford Utilities Department.
- **Modificar o sistema de aterramento para atender às normas NEC, NESC e IEEE 80.** Existe um conflito entre as normas das concessionárias de energia elétrica e as regras dos consumidores independentes. O sistema de aterramento da concessionária foi mantido e, em seguida, ampliado para atender a IEEE 80.
- **Escanear as cópias heliográficas estruturais antigas, passando para o padrão CAD.** As cópias heliográficas de 50 anos foram escaneadas e convertidas aos padrões AIA CAD.
- **Avaliar as fundações e estruturas antigas em relação a suportabilidade a fenômenos sísmicos.** Foram construídas estruturas entrelaçadas para se adequar às normas atuais. A subestação projetada pela concessionária foi construída de acordo com os padrões de 115 kV. Isto deixou espaço suficiente nos bays para a adição de estruturas de chaves e transformadores de tensão. Chaves tipo V-break foram escolhidas por serem compactas, permitindo a adequação aos bays.

Substituição dos Painéis de Relés/Controles

Considerando as mudanças necessárias para a proteção adicional de Palou, as quais envolveriam modificações na fiação onde haviam sido efetuadas alterações e adições durante 50 anos, as equipes de trabalho de Stanford optaram pela substituição de todo o painel de proteção e controle pelos mais modernos controles e relés de proteção.

Além dos motivos mencionados anteriormente, outras razões para a substituição foram:

- Os relés de ilhamento poderiam ser transferidos para Palou.
- Haveria menos risco de perder o campus em decorrência de condições acidentais e desconhecidas no emaranhado da fiação existente para o, bem como dentro do, edifício da sala de comando.
- Poderia ser obtida uma abertura seletiva adequada a partir das três subestações da concessionária.

Desafios da Proteção de uma Subestação que Não é Propriedade da Concessionária

Toda concessionária de energia elétrica espera que seus consumidores atendam aos seus requisitos de proteção. Isto inclui a coordenação (não necessariamente uma abertura seletiva) com seus relés de sobrecorrente temporizados de fase e terra.

Na maioria dos casos, isso requer que o consumidor use trips instantâneos para coordenar com os relés de sobrecorrente temporizados da concessionária. Conforme mostrado na Figura 10, a concessionária exige um intervalo de tempo de 0,35 segundo entre os relés de sua subestação e os relés do consumidor.

No caso de Palou, isso significaria a adição de trips instantâneos aos dois disjuntores das linhas de interligação com a concessionária. Uma vez que os alimentadores dos transformadores também são equipados com trips instantâneos, não haveria uma abertura seletiva para faltas na barra entre os disjuntores das linhas de interligação com a concessionária e os disjuntores dos alimentadores. Por essa razão, era necessário efetuar a modernização do sistema de proteção de barras para propiciar abertura rápida e seletiva para faltas nessa zona.

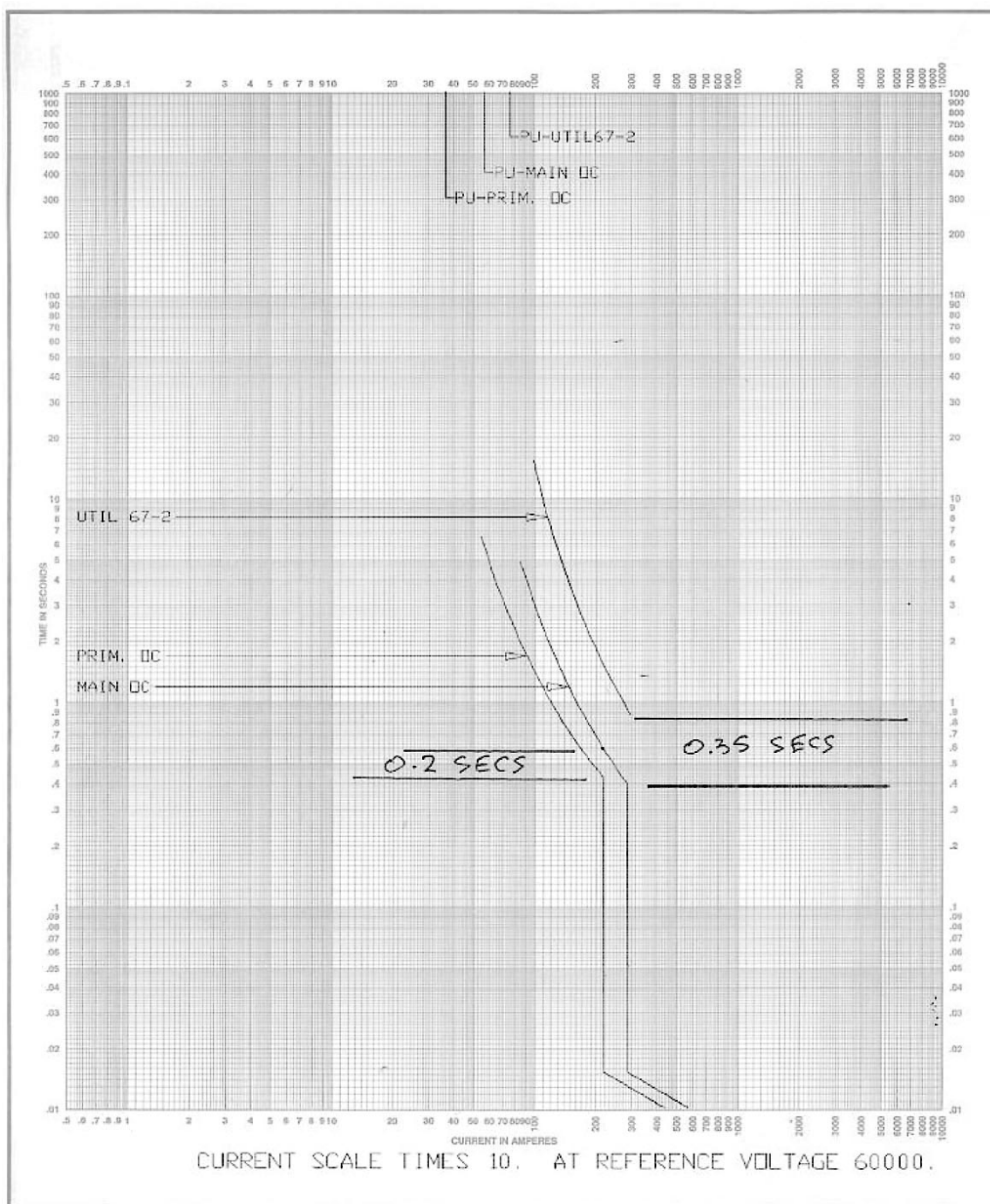


Figura 10 Desafios da Coordenação da Proteção de Sobrecorrente

Projeto do Novo Sistema de Proteção

O projeto do novo sistema de proteção está mostrado na Figura 11. Relés multifunção foram escolhidos para fornecer as diversas funções necessárias para atingir os seguintes objetivos:

- Abertura seletiva com os relés da cogeração e da concessionária.
- Proteção de barras seletiva para a barra de 60 kV.
- Proteção de ilhamento no nível de tensão de 60 kV com os relés de sub/sobretensão e sub/sobrefrequência.
- Sistema de proteção redundante para atender aos requisitos da concessionária.
- Sincronização e controle remoto a partir da sala de comando da cogeração.

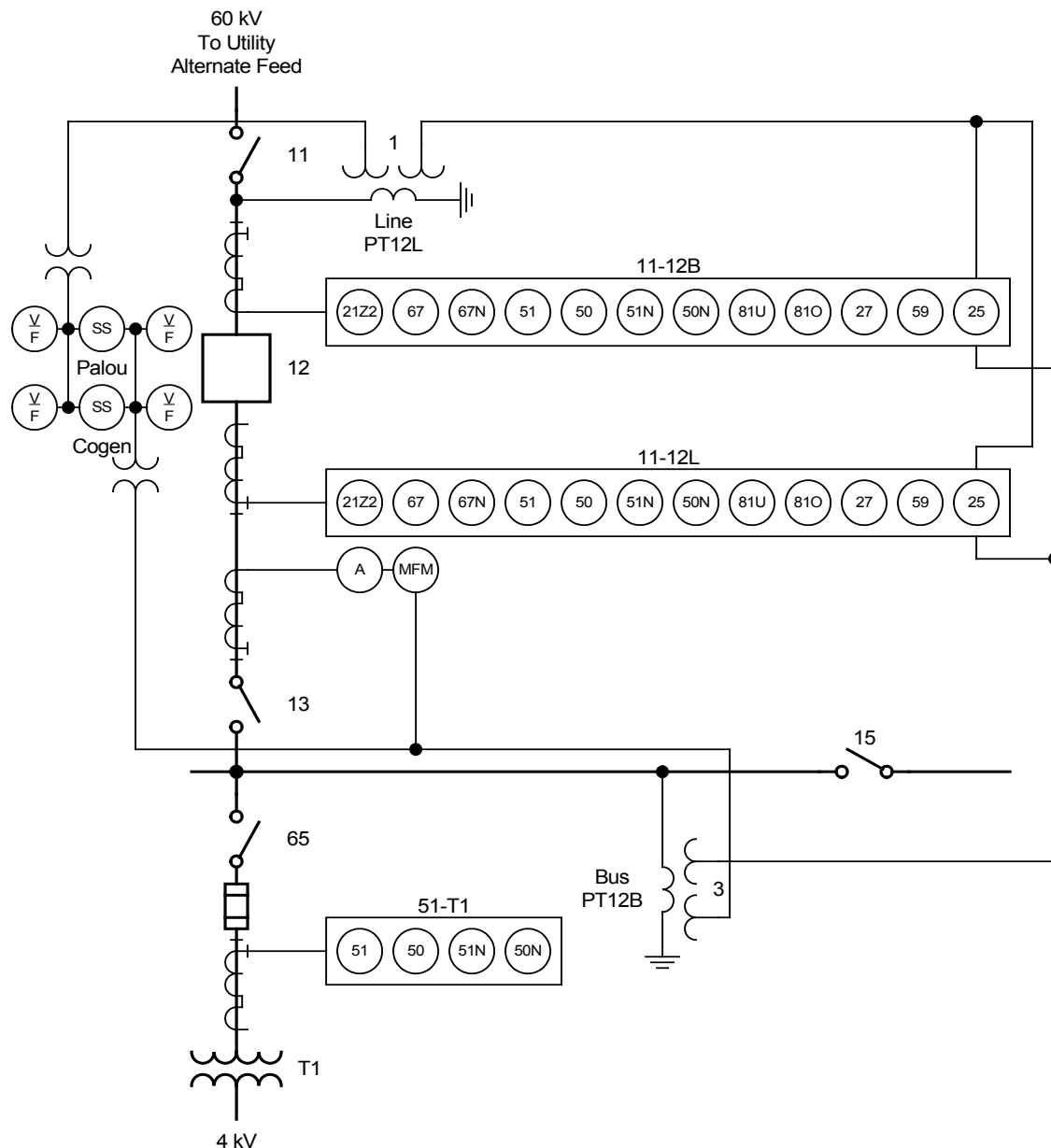


Figura 11 Diagrama Unifilar Parcial dos Relés/Medição, Novo Sistema de Proteção

DETALHES DO PROJETO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO

O sistema de proteção tinha de ser modernizado para que o ilhamento com sucesso fosse uma possibilidade. Os relés dos circuitos de interligação com a concessionária deveriam ter excelente sensibilidade e seletividade para detectar faltas no sistema da concessionária com confiabilidade, assim como teriam de operar rapidamente para permitir que a geração local permanecesse estável. Era necessário acrescentar relés de proteção de sub/sobrefrequência e sub/sobretensão no ponto de interligação com a concessionária e efetuar a coordenação dos mesmos com os relés de proteção do gerador para evitar a abertura da geração local durante perturbações recuperáveis.

O sistema de proteção modernizado também tinha de atender aos requisitos de confiabilidade da concessionária. Seria necessária a instalação de proteção redundante para garantir que

faltas nos alimentadores e barra da Subestação Palou não causassem a abertura dos circuitos da concessionária, o que afetaria a confiabilidade para os consumidores da mesma.

Dois sistemas de proteção com relés de distância multifunção idênticos são usados nos circuitos de interligação com a concessionária. Ambos os relés são programados para proteção de distância de fase, Zona 2, com sobrecorrente direcional de terra. Os relés também propiciam o primeiro estágio de abertura para as condições de sub/sobretensão e sub/sobrefrequência. Os dois relés são programados identicamente, com exceção dos elementos de sobrecorrente de tempo-inverso usados para backup. A concessionária também solicitou que a proteção da zona da barra fosse redundante, portanto foi instalado um esquema de proteção de barras com comparação direcional dual. Posteriormente, neste artigo, o sistema de proteção de barras será descrito com mais detalhes.

Os circuitos de carga e da cogeração estão uma zona à frente da concessionária, de forma que não seria necessário que a proteção dessas zonas fosse totalmente redundante. Cada circuito em derivação inclui um único e novo sistema de proteção com relé de sobrecorrente direcional multifunção. Entretanto, a proteção original permanece no local desses circuitos, de forma que eles também possuem proteção redundante.

É importante observar que o banco da distribuição de 4,16 kV, T1, não foi modernizado e ainda é protegido por fusíveis de alta tensão. Na próxima fase de Palou, os fusíveis serão substituídos por uma chave seccionalizadora. Este circuito ainda recebeu um novo relé multifunção para fornecer informações sobre o circuito em derivação para o sistema de proteção de barras com comparação direcional.

Coordenação dos Elementos de Sobrecorrente

Com o objetivo de separar a coordenação de fase da coordenação de terra, é conveniente evitar que os elementos de fase operem, a não ser que seja uma falta polifásica. Durante muitos anos, os relés eletromecânicos ditaram os padrões dos sistemas de proteção. A capacidade de os relés de sobrecorrente de fase detectarem faltas à terra ainda faz parte de muitos relés microprocessados. Em diversos sistemas industriais, um disjuntor principal e diversos disjuntores de alimentadores vão alimentar vários transformadores com fusíveis primários. Um outro arranjo é usar um disjuntor principal e chaves fusíveis para os alimentadores. A maioria das faltas nos sistemas de distribuição consiste de faltas fase-terra. É comum a ocorrência de faltas onde o fusível e o relé instantâneo de fase respondem às faltas à terra no lado da carga dos fusíveis. Nos sistemas típicos da distribuição, os elementos de fase também vão responder às faltas à terra, e as equipes da área de operação vão encontrar sinalizações de operação em ambos os relés de fase e terra.

A Figura 12 mostra uma curva de coordenação típica onde o usuário industrial é forçado a usar trips instantâneos nos relés de fase, e o relé de terra é somente de sobrecorrente temporizado. Conforme pode ser visto a partir dessa curva típica tempo-corrente, embora os elementos de sobrecorrente de fase temporizados estejam coordenados com os fusíveis, existe uma área de não seletividade entre os trips instantâneos e os fusíveis dos alimentadores. Além disso, não existe coordenação, acima de um décimo de segundo, entre o relé de sobrecorrente de terra temporizado e a curva do fusível.

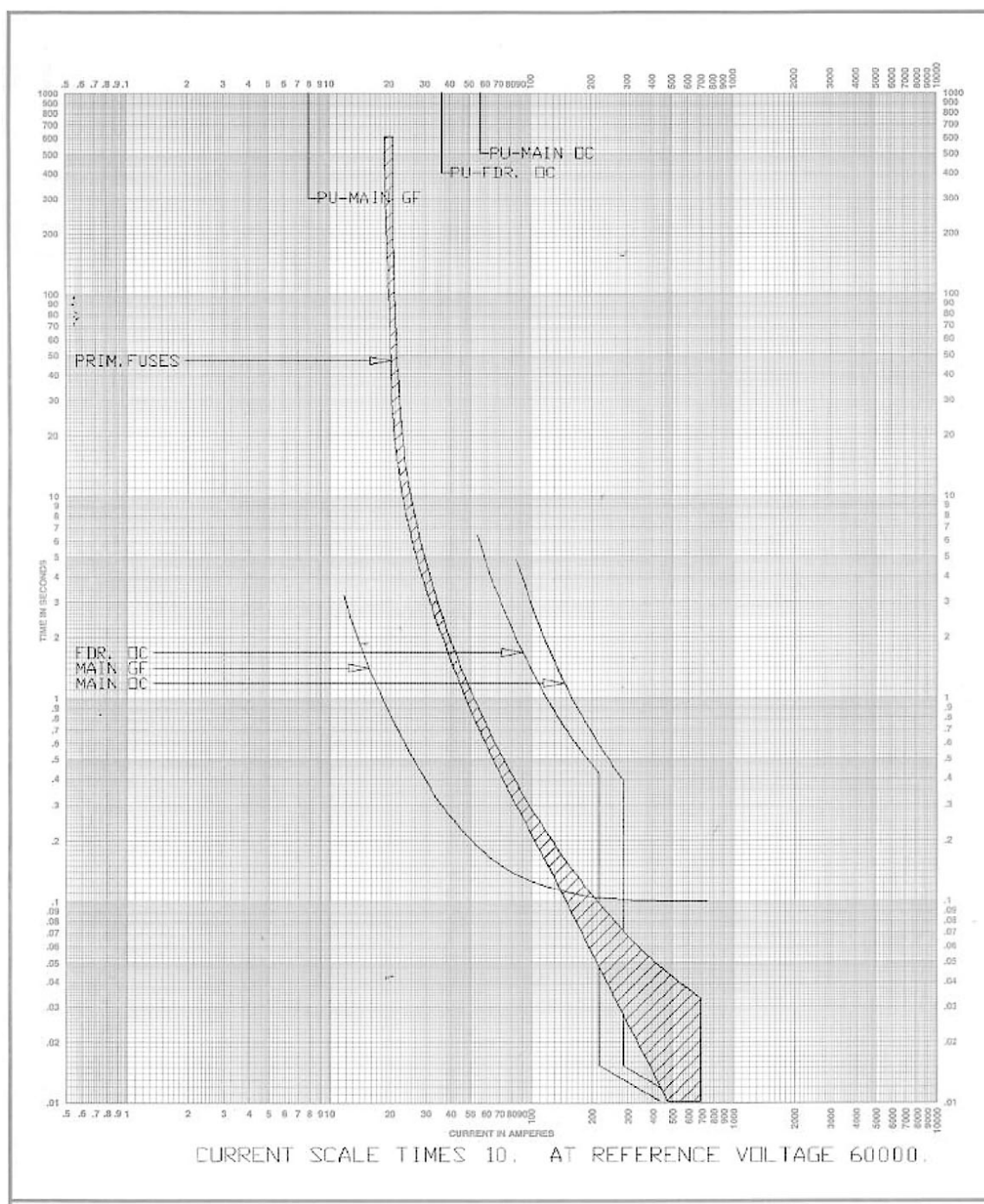


Figura 12 Desafios da Coordenação do Sobrecorrente de Fase e Terra

A programação dos relés de sobrecorrente de fase do alimentador e/ou disjuntor principal para responderem somente às faltas polifásicas remove a área de não seletividade da sequência de abertura. Logo, isto vai dar uma chance para os fusíveis eliminarem a falta à terra e permitir que o alimentador (ou o principal) permaneça energizado. Com os modernos relés programáveis, isso é facilmente executado. A Figura 13 mostra uma lógica que permite o trip do sobrecorrente de fase somente se houver atuação de mais de um elemento de fase.

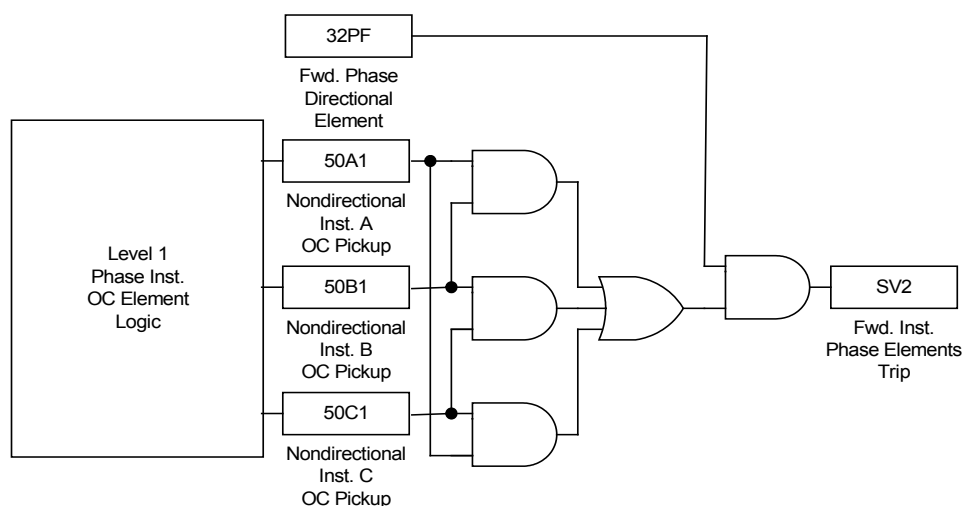


Figura 13 Lógica do Elemento de Sobrecorrente de Fase

Sistema de Proteção de Barras

Um dos objetivos de se efetuar um novo projeto da subestação foi o de melhorar a flexibilidade operacional para possibilitar diversas formas de alimentação das cargas do campus e permitir a exportação de energia a partir do sistema de cogeração no caso de uma interrupção na operação normal da linha de interligação com a concessionária. Como parte do projeto, o circuito da cogeração foi transferido para um ponto no meio da barra. Este novo arranjo faz com que o circuito fique adjacente aos circuitos das cargas do campus de 12,47 kV e 4,16 kV e permite que ele exporte energia através de qualquer linha de interligação com a concessionária. Conforme pode ser visto na Figura 1, as chaves seccionalizadoras entre cada circuito em derivação permitem que a barra seja reconfigurada para, praticamente, qualquer contingência. Essa flexibilidade consistia num desafio para os esquemas tradicionais de proteção diferencial de barras, pois quando o sistema estiver sendo operado com a barra seccionada, o sistema de proteção de barras deve ser seletivo e dar trip somente na seção sob defeito da barra.

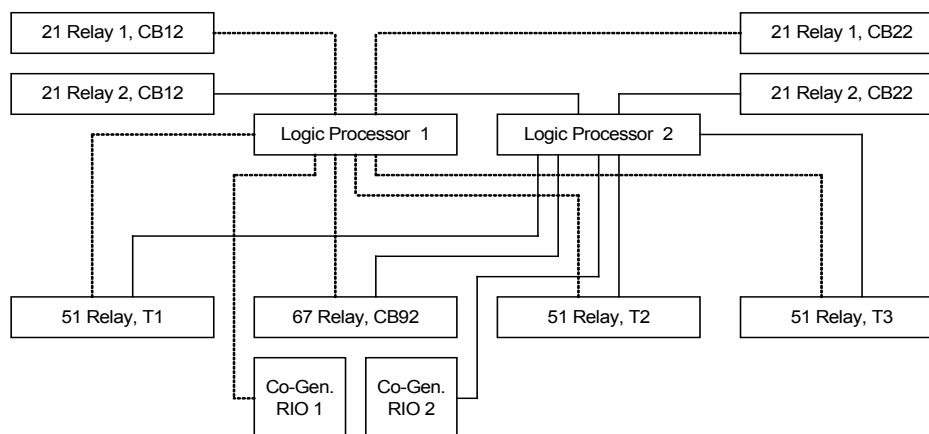
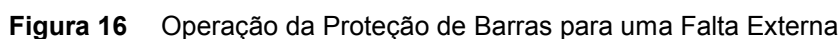


Figura 14 Interconexão das Lógicas via Comunicação Serial

A solução foi usar as informações direcionais dos relés de cada circuito em derivação para determinar se a falta é interna ou externa à barra. Cada relé envia as informações do status de seu circuito através de um link de comunicação serial para um processador de lógicas (Figura 14). O sistema de proteção de barras está dentro do processador de lógicas. Se o processador de lógicas determinar que a falta é interna à barra, todos os disjuntores das fontes para a barra são desligados através do caminho reverso daquele mesmo link de comunicação serial.

The diagram illustrates the protection logic flow. It begins with an 'External Fault Block' (SV10) which triggers two parallel paths. The top path goes through a 'Fault Towards Bus' (LV11) block, then a '67B Combined, Disable' (LV10) block with a 32 msec delay, and finally a '67B Combined Trip' (SV11T) block with a 32 msec delay. The bottom path goes through a 'Transient Reversal Block Logic' (SV10T) block, then a '67B Combined, Disable' (LV10) block with a 160 msec delay, and finally the same '67B Combined Trip' (SV11T) block. The '67B Combined Trip' block has a 32 msec delay. The final output is a '67B Combined Trip' signal.

A Figura 16 ilustra como seria o comportamento do sistema para uma falta no sistema da concessionária. Para essa falta, o Dispositivo 67-92 enxergaria a falta como sendo na direção da barra e enviaria um sinal de trip. O Dispositivo 21-22 veria a falta como sendo na direção saindo da barra (externa) e enviaria um sinal de bloqueio. O Dispositivo 21-12 não operaria pois o seu disjuntor está aberto. Os Dispositivos 51-T1, 51-T2 e 51-T3 não operariam pois não existem fontes nesses circuitos.



Em qualquer esquema de bloqueio, a confiabilidade do sistema de comunicação é muito importante. Se o sinal de bloqueio não for recebido para uma falta externa, o esquema pode atuar por sobrealcance. A porta OU LV10 fornece a lógica para desabilitar o esquema. Essa lógica é ativada se houver perda das comunicações para qualquer um dos relés. Nesta condição, o esquema não teria as informações do status do circuito e estaria propenso a atuar por sobrealcance para uma falta externa a esse circuito. O esquema é também desativado se os relés direcionais dos disjuntores das fontes estiverem sob a condição de perda de potencial (LOP). Sob esta condição, as decisões direcionais podem não ser confiáveis.

Os relés dos circuitos das cargas não precisam ser direcionais. Eles enviam um sinal de “falta na direção saindo da barra” (bloqueio) somente se eles partirem para uma falta nos respectivos circuitos. Se qualquer um dos dispositivos de proteção dos circuitos de carga atuar momentaneamente em função das cargas rotativas realimentando uma falta interna, o sinal de bloqueio pode atrasar ligeiramente a abertura. Este sinal espúrio de bloqueio tem de permanecer por 16 ms antes que o bloqueio seja selado pela lógica de bloqueio transitório (SV10T).

Cada um dos relés dos disjuntores das fontes tem de enviar três bits de dados, conforme mostrado na Figura 17:

- Status de perda de potencial
- Falta na direção da barra
- Falta na direção saindo da barra (externa)

Esses relés têm de ser direcionais. Os elementos para “falta na direção da barra” (abertura) têm de estar coordenados com os elementos para falta na direção “saindo da barra” (bloqueio). Em outras palavras, nenhum elemento de trip pode ser ajustado com sensibilidade maior do que o elemento de bloqueio menos sensível.

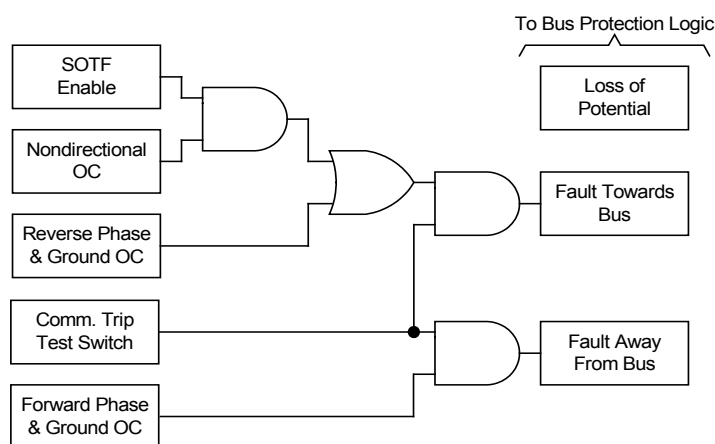


Figura 17 Lógica de Transmissão do Circuito da Fonte

É necessária a inclusão de recursos adicionais na lógica dos relés dos circuitos das fontes para tornar o esquema confiável e seguro. Uma vez que os transformadores de tensão para esses relés estão instalados na barra, é necessário incluir a lógica de trip por chaveamento sobre falta (“switch-on-to-fault” – SOTF) no sinal de trip, para o caso em que a barra for energizada sobre uma falta sólida, condição em que a falta de polarização pode impedir a operação do relé.

Uma outra consideração a ser feita é a de isolar um relé do esquema quando este estiver fora de serviço. Uma vez que os sinais de trip para a lógica da barra não vão através de contatos de saída físicos, não é possível abrir uma chave de teste para evitar trip acidental da barra quando o relé estiver sendo testado. Para lidar com este desafio, um contato da chave de teste foi ligado a uma entrada lógica do relé. O estado dessa chave de teste é combinado com os sinais

de direção de falta através da operação AND. Logo, quando a chave está aberta, os sinais de trip e bloqueio são bloqueados. Nesta instalação, essa mesma chave de teste é também usada para bloquear o trip na barra proveniente do processador de lógicas. Em alguns casos, pode ser recomendável usar uma chave de teste separada para sinais de trip saindo e sinais de trip chegando.

O esquema lógico mostrado na Figura 17 é um dos quatro de cada processador de lógicas. Este, em particular, é para a condição de “barra combinada”. Se qualquer uma das chaves de seccionamento da barra estiver aberta, esta lógica é desativada. Quando a barra é seccionada, cada circuito da fonte tem a sua própria lógica. Dependendo do estado da chave de seccionalização, somente os circuitos em derivação que estiverem conectados àquela seção de barra do circuito da fonte são incluídos no esquema. E somente os disjuntores da fonte para a seção defeituosa da barra são desligados. Isto propicia a seletividade desejada para evitar a abertura de seções não defeituosas da barra.

Conforme foi mencionado anteriormente, este sistema é redundante. Para os circuitos de interligação com a concessionária que têm relés duais, cada relé se comunica com um dos dois processadores de lógica. Para os circuitos em derivação com somente um relé, cada relé se comunica com ambos os processadores de lógica. Se ambos os esquemas forem desativados ao mesmo tempo, ou se houver falha de operação de um disjuntor, os disjuntores das fontes também incluem um trip de backup temporizado independente. Se os elementos para “falta na direção da barra” permanecerem ativados por 12 ciclos, eles vão contar o tempo e dar trip nos respectivos disjuntores diretamente.

Antes de os novos painéis serem despachados para a subestação, o esquema foi totalmente testado. O teste envolveu a realização de 230 procedimentos de testes para garantir a segurança e a confiabilidade do sistema para todas as combinações de faltas à terra e polifásicas, internas e externas, e combinações do status das chaves de seccionamento da barra. Os tempos de abertura para faltas internas à barra são da ordem de três ciclos.

ESQUEMA DE ILHAMENTO E CONTROLE PARA SINCRONIZAÇÃO REMOTA

No passado, nas diversas ocasiões em que houve perda da concessionária para uma condição sem falta, as unidades de cogeração permaneceram em operação. Os operadores da cogeração estão seguros de que nenhuma modificação é necessária nos sistemas do regulador do gerador e regulador de tensão, considerando que as cargas “fora da ilha” são desconectadas num tempo adequado.

A concessionária permitia um trip instantâneo para a condição de subfrequência e trips temporizados para sobrefrequência e subtensão. O relé de sobretensão é ajustado para operar instantaneamente. Os relés de subtensão e sub/sobrefrequência são coordenados com os relés das unidades de geração.

Após uma operação com sucesso de ilhamento, a Subestação Palou tem de ser re-sincronizada com o sistema da concessionária através de um dos disjuntores das linhas de interligação com a concessionária. Os sistemas do regulador e de excitação do gerador têm de ser controlados para compatibilizar a tensão e frequência ao sistema da concessionária antes que a re-sincronização possa ocorrer. Portanto, o disjuntor deve ser fechado somente quando a diferença angular entre os dois sistemas estiver no mínimo. Dessa forma, a re-sincronização precisa ser controlada a partir da unidade de cogeração, que está localizada a aproximadamente $\frac{1}{4}$ de milha da Subestação Palou. Links redundantes de fibra-óptica estão instalados entre a Cogeração Cardinal e a Subestação Palou. Esses links foram usados pois eles podiam ser instalados através dos bancos de dutos de 60 kV. Cada um dos links é terminado em módulos separados de entradas/saídas remotas (RIOS) na unidade de cogeração

e nos processadores de lógica da Subestação Palou. Cada link pode transmitir oito pontos de status em cada direção. Os dois links operam em paralelo.

Um painel de sincronização remota está instalado na unidade de cogeração (Figura 18). Os contatos de saída dos módulos RIO são conectados às lâmpadas de sinalização que indicam o status dos disjuntores das linhas de interligação com a concessionária e das chaves de seccionalização de barra para o operador. Os contatos das chaves de controle de fechamento de cada um dos disjuntores das linhas de interligação com a concessionária são conectados às entradas dos módulos RIO. Quando o operador determina que as condições são apropriadas para re-sincronizar os dois sistemas, o fechamento do contato a partir da chave de controle remoto resulta no fechamento do contato nos processadores de lógica da Subestação Palou. Na Subestação Palou, uma chave local/remota, uma chave automática/manual e um check de sincronismo dos relés de linha supervisionam o fechamento remoto.

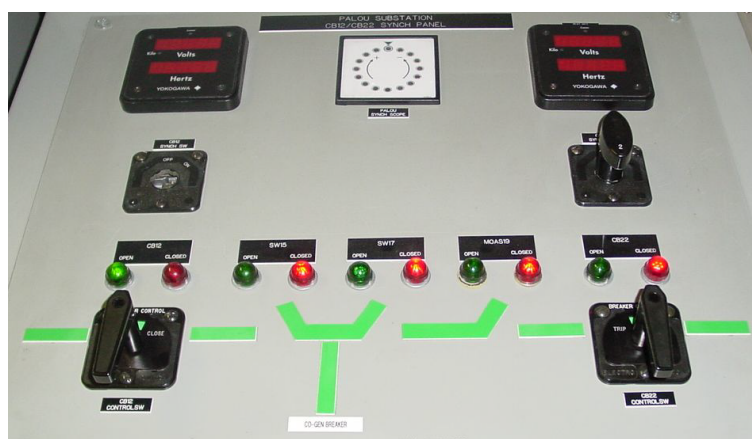


Figura 18 Painel de Sincronização Remota

OPERAÇÃO AUTOMÁTICA

No caso de o ilhamento ser sem sucesso e a barra da Subestação Palou for submetida a uma interrupção na alimentação, uma lógica de restabelecimento automático das cargas é fornecida pelos processadores de lógica. Se os relés das linhas de interligação com a concessionária detectarem que tanto a linha quanto a barra permanecem desenergizadas por meio segundo, eles abrem automaticamente o disjuntor da linha de interligação para esperar que a fonte da concessionária seja restaurada. Se a fonte alternativa da concessionária estiver energizada, um temporizador de 10 segundos para religamento é energizado e a barra é automaticamente restabelecida a partir da fonte alternativa. Um temporizador de 5 segundos para religamento na fonte preferencial da concessionária vai possibilitar o restabelecimento automático da barra a partir do disjuntor da fonte preferencial caso esta fonte se torne disponível num tempo suficiente.

A concessionária requer que o sistema de potência nunca seja ligado em anel através da barra de Palou, a não ser que ela tenha determinado que as condições do sistema estejam adequadas para que isso ocorra. Com um chaveamento adequado no sistema, a concessionária permite esta condição para efetuar a transferência sem interrupção entre as duas fontes. Entretanto, é necessário garantir que sob nenhuma circunstância os dois disjuntores de interligação com a concessionária possam ser fechados simultaneamente. A implementação da lógica de restabelecimento automático nos processadores de lógica torna fácil a inclusão de um interbloqueio para evitar que os temporizadores de restabelecimento automático dos dois disjuntores das linhas de interligação com a concessionária iniciem o fechamento ao mesmo tempo. Isto seria muito mais complicado de ser obtido se este esquema funcional fosse implementado usando dois relés de religamento independentes.

A lógica de separação e restabelecimento automático é supervisionada por uma chave automática/manual.

RECURSOS DE INTEGRAÇÃO, REGISTROS DE EVENTOS E COMUNICAÇÃO

O sistema da concessionária da Universidade de Stanford utiliza um sistema de gerenciamento de energia ao longo do campus (EMS) para monitorar o carregamento e o status do sistema. Os relés microprocessados são integrados ao sistema EMS através de um link Modbus®. Um processador de comunicações coleta o status das sinalizações do relé, de cada relé do sistema, e transmite essas informações para o sistema EMS. Quando ocorre uma falta, os operadores do sistema podem ler as sinalizações remotamente para ajudar no restabelecimento rápido do sistema.

O processador de comunicações também fornece diversas outras funções de grande utilidade:

1. Um único ponto de acesso a partir do computador da subestação para todos os relés
2. Distribuição de um sinal de sincronização de tempo IRIG-B que assegura que todas as funções dos relatórios de evento sejam sincronizadas em relação ao tempo
3. No futuro, um link Ethernet para a subestação a partir dos escritórios da concessionária de Stanford, os quais são localizados na extremidade oposta do campus em relação à subestação

Um computador programado com um sistema simples de aquisição de eventos está instalado na subestação. Um eletricitista pode se dirigir à subestação após a ocorrência de um evento e analisar o registro com as informações referentes ao sumário do evento, tais como hora do trip, correntes de falta, sinalizações do relé, etc., as quais são provenientes de cada um dos relés. Essas informações são exibidas na tela do computador e registradas no disco rígido para arquivo.

O computador da subestação também propicia diversas outras funções úteis:

1. Funções de base de dados e gerenciamento dos ajustes do relé
2. Fácil acesso aos registros oscilográficos para exibição e análise

DOCUMENTAÇÃO DO PROJETO

Os conjuntos das documentações de projetos tradicionais podem não ser adequados aos sistemas não tradicionais tais como o abordado neste artigo. Num sistema como este, grande parte das funções de proteção e controle é executada através de lógicas programáveis ao invés de lógicas esquemáticas de controle dc. Muitos dos sinais de controle e indicadores de estado são transmitidos entre os dispositivos via links seriais e nunca se tornam entradas ou saídas físicas. Os diagramas esquemáticos de dc tradicionais podem não fornecer informações suficientes para compreensão, operação e solução de problemas do sistema. Uma documentação adequada do projeto requer diagramas lógicos e diagramas das comunicações além dos tradicionais diagramas elementares de ac e dc.

Os diagramas elementares de ac e dc são muito tradicionais. Eles mostram como os relés são energizados e como os circuitos de controle são arrançados funcionalmente. Entretanto, eles incluem somente uma identificação sucinta em cada contato de saída programável do relé para indicação de sua função. É necessário ir até o diagrama lógico para entender completamente o que aciona cada contato de saída do relé no esquema.

Para entender a importância dos diagramas lógicos de um sistema como este, é de grande utilidade fazer um paralelo entre os diagramas de um circuito de controle tradicional e de um

sistema desenvolvido e construído com dispositivos que incluem amplos recursos programáveis. Os diagramas lógicos são equivalentes aos diagramas esquemáticos de dc. Eles permitem que o usuário veja e compreenda facilmente a funcionalidade do circuito. Por outro lado, as equações para ajuste das lógicas no arquivo de ajustes do relé são funcionalmente equivalentes aos diagramas de fiação. Eles somente permitem que você veja como tudo está interconectado; é difícil de seguir o circuito e entender sua funcionalidade.

Uma outra vantagem de um diagrama lógico desenhado é que podem ser feitas anotações de forma adequada. A lógica pode ser montada em grupos funcionais de fácil entendimento. O fato de haver muitos nomes de variáveis lógicas para um dispositivo pode tornar a abordagem muito complexa. Variáveis como as das lógicas intermediárias e dos temporizadores para uso geral podem não ter o significado inerente. Um nome curto ou uma breve descrição pode ser associado ao diagrama através da variável lógica, tornando muito mais fácil a sua compreensão. A Figura 13 e a Figura 15 mostram exemplos de anotação da lógica programável pelo usuário.

Não é necessário desenvolver um diagrama lógico exclusivo para cada relé. Muitos dos relés possuem lógicas programadas de forma idêntica. Um diagrama simples que abranja cada aplicação diferente é suficiente. Por exemplo, um só diagrama pode se aplicar a todos os três relés do lado de alta do transformador. Os diagramas lógicos são limitados a mostrar somente a lógica programável pelo usuário. É recomendado não representar nenhuma das lógicas fixas que estão codificadas dentro do relé. Isto fará com que seja mais difícil a criação dos diagramas. Abre também a possibilidade de que as informações possam não ser corretamente reproduzidas para representar o projeto do fabricante.

As entradas e saídas I/O dos relés, que estão interconectadas com outros dispositivos via links seriais, são apresentadas de forma muito mais fácil nas tabelas com as I/Os e links seriais. Isto fornece um sumário fácil dos sinais de status e trip que são interconectados entre os dispositivos mas não aparecem nos diagramas esquemáticos.

CONCLUSÕES

Stanford efetuou diversos upgrades essenciais com este projeto de modernização, os quais melhoraram de forma abrangente a flexibilidade e a confiabilidade de seu sistema de potência:

1. A subestação foi modernizada e rearranjada para propiciar flexibilidade na operação do campus e exportar energia da cogeração sob inúmeras contingências.
2. Os equipamentos envelhecidos e de difícil manutenção foram substituídos sem interrupção das cargas.
3. A proteção foi modernizada para possibilitar o ilhamento com sucesso das cargas do campus junto com a geração local.
4. Um sistema de proteção de barras substituiu os relés não seletivos de fase e terra dos disjuntores das linhas de interligação com a concessionária; atualmente, o esquema de proteção de barras é seletivo, dependendo de quais das três chaves de seccionalização da barra estão abertas.
5. Coordenação e abertura seletiva foram obtidas a partir das barras de 12,47 kV, em direção aos disjuntores da subestação com a concessionária, para completa satisfação dos engenheiros de proteção da concessionária.
6. O controle remoto dos disjuntores das linhas de interligação com a concessionária foi implementado para permitir a re-sincronização com o sistema da concessionária após um ilhamento com sucesso.

7. A subestação foi modernizada com a instalação dos mais recentes equipamentos de controle e proteção microprocessados, visando obter suas vantagens inerentes relativas ao aumento da confiabilidade, emissão de relatórios de eventos, autotestes contínuos, lógica programável flexível, etc.

da concessionária de energia elétrica para a interligação concessionária/cogeração. Entretanto, no decorrer do projeto, as equipes de engenharia e operação da concessionária foram extremamente prestativas, trabalhando em conjunto conosco para a atualização e modernização da proteção.

Os modernos equipamentos microprocessados de proteção e controle tornam a operação do sistema mais eficiente e confiável. As equipes de operação e manutenção elétrica de Stanford estão, agora, totalmente convencidas de que os relés microprocessados e as informações que eles fornecem são muito superiores aos relés eletromecânicos que foram substituídos—uma percepção que eles não tinham antes do início do projeto. O conjunto completo com as documentações do projeto, que inclui os diagramas lógicos, juntamente com o apoio de comissionamento e treinamento no local, foi de grande ajuda para que todos entendessem e se sentissem confortáveis em relação ao funcionamento deste projeto inovador e não convencional.

Tendo em vista que o novo sistema é mais inteligente, mais flexível e torna a manutenção mais fácil (sem interrupção do serviço), a capacidade de Stanford em propiciar ao campus um fornecimento de energia elétrica confiável melhorou enormemente. A conclusão deste projeto não somente provê Stanford com a capacidade de atender à demanda sempre crescente da população do campus, mas também possibilita um crescimento futuro do campus, de forma apropriada, no século 21.

BIOGRAFIAS

Stephen N. Brisco recebeu seu BS da College of Engineering & Science, Leeds, Inglaterra. Ele tem uma vasta experiência na área de construção, engenharia e operação de sistemas de potência. Após a graduação, trabalhou durante 4 anos na Snowy Mountain Hydro Electric Project, New South Wales, Austrália, e em seguida 12 anos com a Bechtel Power Corp., no projeto elétrico, construção e início de operação de usinas de energia nuclear. Antes de ingressar na área Facilities Operations, Utilities Division, na Universidade de Stanford, o Sr. Brisco projetou e construiu sistemas de potência para usinas de geração de energia eólica e de reaproveitamento de recursos naturais. Na Universidade de Stanford, ele é responsável pelo gerenciamento do sistema de energia elétrica. Ele é membro do IEEE..

Glyn Lewis recebeu seu HNC em 1964 do University of Wales Institute of Science and Technology. Ele é um engenheiro profissional com registro na Califórnia e é membro de: IEEE, Industrial Applications Society, Power Engineering Society e Dielectrics and Electrical Insulation Society. É membro associado da NETA, membro da NFPA, membro associado do IAEI e membro sênior da ASE. Ele trabalhou como engenheiro de comissionamento no Reino Unido nas áreas de subestações da transmissão e distribuição e em usinas a vapor de grande porte. Esteve muitos anos trabalhando na GE como engenheiro de campo, especialista em sistemas de potência e supervisor de engenharia de sistemas de potência.

Michael J. Thompson recebeu seu BS, Magna Cum Laude da Bradley University em 1981 e o MBA da Eastern Illinois University em 1991. Ele tem vasta experiência na área de proteção e operação de sistemas de potência. Após a graduação, trabalhou quase 15 anos no Central Illinois Public Service (atualmente AMEREN) na área de engenharia de subestações e na distribuição, antes de se tornar responsável pela engenharia de proteção de sistemas. Antes de ingressar na Schweitzer Engineering Laboratories em 2001, esteve envolvido no

desenvolvimento de vários relés de proteção numéricos. Ele é membro sênior do IEEE, e escreveu e apresentou diversos artigos relativos à proteção de sistemas de potência.