

Solução Turnkey Comprovada de Casas de Controle Drop-In para Proteção, Monitoração, Automação e Controle Total de Subestações de T&D: Um Estudo de Caso para Justificativa e Implementação

Brian McDermott
Duke Power

David Dolezilek e Timothy P. Tibbals
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Publicado no
SEL Journal of Reliable Power, Volume 1, Number 2, outubro de 2010

Apresentado previamente na
15th Conference on Electric Power Supply Industry, outubro de 2004,
5th Annual Western Power Delivery Automation Conference, abril de 2003,
e 56th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, maio de 2002

Originalmente apresentado na
DistribUTECH Conference, fevereiro de 2002

Traduzido para o português em julho de 2017

Solução Turnkey Comprovada de Casas de Controle Drop-In para Proteção, Monitoração, Automação e Controle Total de Subestações de T&D

Um Estudo de Caso para Justificativa e Implementação

Brian McDermott, *Duke Power*

David Dolezilek e Timothy P. Tibbals, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Resumo—As novas instalações de proteção, monitoração e controle passaram por uma grande evolução e tornaram-se casas de controle fornecidas totalmente pelo sistema turnkey. Toda a casa de controle, ou precisamente os painéis, são previamente definidos, projetados, pré-montados e pré-testados fora do local de instalação (“off-site”), e posteriormente instalados na subestação. Essa nova solução é mais econômica e mais confiável devido à funcionalidade avançada dos relés baseados em microprocessadores e dos processadores de comunicação.

Belmont Tie Substation não é a primeira subestação a passar por melhorias de acordo com o programa de Upgrade de Relés e Automação das Subestações da Duke Power. Entretanto, ela é a primeira a ter uma casa de controle totalmente construída off-site e em seguida, já completamente montada, despachada intacta e entregue no (“dropped-in”) pátio da subestação. Uma vez que ela esteja posicionada no pátio da subestação, a fiação de campo é concluída e a estação é comissionada.

Apesar de a estratégia de projeto e implementação da casa de controle montada off-site e entregue no local de instalação (“casa de controle drop-in”) ser inovadora por si só, os verdadeiros avanços foram a integração das funcionalidades de controle, monitoração e aquisição de dados da subestação no relé de proteção e nos processadores de comunicação. A seguir estão relacionados os avanços obtidos:

1. As funções de monitoração e controle são executadas pelos relés microprocessados instalados na subestação. Os relés microprocessados são responsáveis pela abertura e fechamento dos disjuntores através de ajustes na automação ou de contatos de operação local ou remota. Os relés coletam os dados do estado dos disjuntores juntamente com os dados operacionais e de manutenção dos equipamentos da subestação.
2. Os processadores de comunicação executam as funções referentes a concentração de dados e ao terminal remoto. Esses processadores de comunicação são o link entre os relés e o computador da subestação. Eles também estabelecem o link, através de uma linha digital pública, com o Centro de Controle de Transmissão da Duke Power (Duke Power’s Transmission Control Center – TCC). O TCC é responsável pela monitoração e operação do sistema de transmissão da Duke Power.
3. O controle de capacitores é executado pelo relé microprocessado que está protegendo o capacitor. Esse relé é programado para executar o chaveamento dos bancos de capacitores conforme for necessário para uma correta operação.
4. Os dados analógicos das linhas elétricas são medidos pelos relés microprocessados. Isso inclui as leituras de Demanda Térmica, Energia, Tensão, Corrente, e Megawatts e Megavars Instantâneos.
5. A Monitoração das Condições do Disjuntor é executada pelos relés microprocessados. Isso inclui os contadores operacionais do disjuntor, as leituras das correntes de falta (média e pico) integradas, e o desgaste do contato porcentual.
6. O Registrador Sequencial de Eventos (Sequential Events Recorder – SER), ou seja, a seqüência de eventos (sequence-of-events – SOE) é executada pelos relés microprocessados. Em uma estação, mais de 1.100 pontos para a SOE são especificados nos relés. Os dados da SOE são enviados automaticamente para o computador da subestação e para o servidor do banco de dados da Duke Power, onde eles são armazenados, classificados e exibidos. Um browser da Web é usado para visualizar os registros da SOE remotamente.
7. Os registros analógicos de faltas são executados automaticamente pelos relés microprocessados. Sempre que ocorre uma falta e o relé opera o disjuntor, um registro analógico da falta é gerado.
8. A magnitude e a localização da falta são calculadas pelo relé; essas informações são mapeadas e enviadas ao computador da estação para visualização na Interface Homem-Máquina (Human-Machine Interface – HMI), sendo disponibilizadas para o TCC.
9. O relé microprocessado coleta os alarmes da subestação. Esses pontos de alarme são mapeados e enviados ao computador da estação para serem visualizados na HMI, armazenados e transferidos para o servidor do banco de dados PI da Transmissão Elétrica da Duke Power (Duke Power’s Electric Transmission – ET). Um browser da Web é usado para visualizar os registros de alarme remotamente.
10. Todas as sinalizações dos equipamentos (Vermelho, Amarelo, Laranja e Azul) são exibidas no display do LCD do relé microprocessado e no computador da subestação. Um histórico das sinalizações é mantido num arquivo do banco de dados.
11. Todo o sistema de backup de controle, monitoração e exibição de dados é executado pelo relé microprocessado. O controle e a monitoração da estação não dependem do computador da estação; os dados completos de monitoração e controle permanecem disponíveis nos processadores de comunicação e nos relés microprocessados.

12. A quantidade de painéis elétricos instalados foi reduzida pela metade.
13. As entradas do RTD que fornecem as temperaturas dos enrolamentos, ambiente e óleo são coletadas num Dispositivo Eletrônico Inteligente (Intelligent Electronic Device – IED) que monitora o transformador. O sistema de comunicação coleta digitalmente essas informações de temperatura, juntamente com a corrente dos ventiladores e pontos de status tais como líquido baixo, variação súbita de pressão e gás baixo. Decisões também são tomadas para controlar o sistema de refrigeração e reportar as indicações dos alarmes.
14. Em vez de simplesmente monitorar o nível da tensão das baterias, o sistema comunica-se digitalmente com o carregador das baterias, que fornece as funções de medição da corrente de carga das baterias, tensão das baterias, tensão de serviço e temperatura das baterias. O carregador também gera alarmes para tensão baixa nas baterias, taxa de carregamento elevada, tensão alta nas baterias, simetria de baterias, terra positivo, terra negativo e falha de componentes.

A Subestação Belmont Tie é uma das várias subestações que estão passando por melhorias de acordo com este projeto em andamento. Este artigo foi desenvolvido como um estudo de caso do projeto e instalação de uma casa de controle de uma subestação.

I. INTRODUÇÃO

Na primavera de 1998, a Transmissão Elétrica (ET) da Duke Power iniciou o desenvolvimento de uma estratégia para automação de subestações da transmissão. Historicamente, a ET utilizava equipamentos independentes para o sistema SCADA (“Supervisory Control and Data Acquisition”) e para as funções de relés de proteção na subestação. Esses equipamentos incluíam relés eletromecânicos e sistemas de telemetria do SCADA; não foi possível combinar as funções de proteção e as do SCADA. As vantagens obtidas por certas funcionalidades tais como sequência de eventos (SOE), registro digital de faltas (digital fault recording – DFR), monitoração das condições do disjuntor (breaker condition monitoring – BCM) e anunciadores iriam requerer a instalação de equipamentos separados. Uma vez que os equipamentos adicionais adquiridos de fornecedores diferentes normalmente não usam caminhos comuns de comunicação, isso teria resultado em custos maiores de instalação e manutenção bem como em confiabilidade reduzida.

A capacidade de a ET restituir as informações de operação para ajudar nas análises da engenharia e da manutenção é enormemente prejudicada por essa arquitetura do sistema. Além disso, a maioria dos equipamentos de proteção e do SCADA está atingindo uma idade em que as questões relativas ao fim da vida útil devem ser consideradas. O Grupo de Relés & Automação das Subestações da Transmissão (Transmission Substation Automation & Relay Team – TSAR-Team) foi formado para desenvolver e implementar uma estratégia de automação e dar um determinado destino a esses terminais obsoletos.

Albemarle Switching Station foi a primeira Subestação da Duke Power projetada com relés microprocessados

usados para integrar completamente todas as funções de proteção, controle e monitoração requeridas sob o ponto de vista dos terminais elétricos. Essa estação provou ser um sucesso e constituiu a base para a estratégia de automação/integração da ET.

A. Lições Aprendidas

Albemarle Switching Station criou vários novos padrões de projetos e, em consequência, houve uma aprendizagem significativa durante o projeto piloto. A seguir, um sumário de algumas das “Lições que Foram Aprendidas.”

1) As Parcerias Equilibram os Custos de Aprendizagem

A curva de aprendizagem para implementação da automação de uma subestação é uma curva íngreme. Um sistema de treinamento significativo no próprio local (“in-house”) deve ser executado. Padrões industriais não estão disponíveis para ajudar no processo de design. A indisponibilidade de padrões é ainda mais complicada pela falta de ferramentas de integração para execução do trabalho necessário. Os métodos para minimizar esses custos incluem fazer parcerias com integradores de sistemas e compartilhar as experiências adquiridas com outras empresas.

2) As Padronizações Reduzem os Custos

A automação da Albemarle Switching Station preparou o caminho para o programa de upgrade da transmissão da Duke Power. Os upgrades subseqüentes de subestações usaram os padrões ali desenvolvidos para agilizar o processo dos projetos de engenharia, reduzindo, dessa forma, os custos. As dificuldades aumentaram com a manutenção dos padrões dos projetos devido à frequência com que ocorrem ofertas de novos produtos com recursos avançados das funções de proteção e controle. O desafio, então, passou a ser o controle da implementação de novos produtos ofertados para possibilitar obter uma economia nos custos ao fazer uso dos padrões dos projetos no local.

3) Uma Equipe Dedicada Conduz ao Sucesso

A importância de uma equipe dedicada não pode estar supervalorizada. A complexidade da engenharia de automação de uma subestação faz com que uma equipe, totalmente focada no problema, seja essencial para o sucesso a longo prazo. A necessidade de representação de todos os grupos de suporte é importante não apenas para obtenção de anuência entre os departamentos, mas também para propiciar a capacidade necessária à implementação de um programa a longo prazo.

4) As Relações com os Fornecedores Beneficiam o Projeto

No momento em que os padrões estão sendo desenvolvidos, torna-se necessário o envolvimento dos fabricantes nos objetivos do programa. Isso consiste em uma relação vencedora para os dois lados, com a empresa obtendo serviços mais rápidos nas modificações e entregas de equipamentos, e os fabricantes melhorando a sua linha de produtos, tornando-os mais negociáveis. Existem muitos pontos positivos adicionais que podem também ser obtidos pela empresa, incluindo treinamento, recomendações do projeto do sistema e suporte de engenharia.

5) Os Painéis Pré-Testados Melhoram o Projeto

Na Albemarle, no início do processo de elaboração dos projetos, foi decidido reutilizar a casa de controle. Durante a instalação do novo sistema de proteção e controle, tornou-se evidente que essa não era a melhor decisão comercial por diversos motivos:

- Os custos de restauração de construções antigas podem ser bastante elevados e aumentar os gastos de operação e manutenção.
- Os projetos das casas existentes não estão adaptados aos novos sistemas integrados e são normalmente três vezes maiores do que o necessário para os novos equipamentos.
- Na Albemarle, a infraestrutura completa dos terminais elétricos foi montada e testada no Laboratório de Relés da Duke Power. Todas as partes envolvidas consideraram que essa fase de comissionamento em laboratório foi essencial para o sucesso do projeto piloto.

B. Programa Desenvolvido para Upgrade da Automação

Após o sucesso da Albemarle Switching Station, o Grupo para Upgrade de Relés e Automação da Transmissão da Duke Power imediatamente implementou mais duas soluções integradas: Acrerock Tie Station e Walker Tie Station. Essas subestações eram menores do que Albemarle, mas permitiram que as padronizações desenvolvidas na Albemarle fossem usadas. Esses padrões possibilitaram uma fase de projetos de engenharia muito rápida, e associados aos testes de pré-comissionamento em laboratório, propiciaram uma solução eficaz. Embora essas subestações tivessem sido comissionadas sem incidentes, a repetição dos testes devido à desmontagem e à remontagem dos painéis resultou em custos adicionais. No período em que a Walker Tie Station estava sendo testada em laboratório, diversos membros do Grupo TSAR (TSAR-Team) foram convidados a visitar uma empresa de energia elétrica de grande porte do estado da Califórnia para conhecer o projeto de automação de uma casa de controle fornecida pelo sistema “turnkey.” Esse fato acabou consistindo na “idéia luminosa” que inspirou o projeto. Esses membros da equipe testemunharam um método de entrega muito eficiente para um sistema de proteção e controle integrados. O sistema foi entregue na subestação através de uma casa de controle completa, pré-projetada e pré-montada. Esse método não somente iria diminuir os custos de construção, mas também propiciar a oportunidade de terceirizar o projeto de engenharia e construção. Considerando os terminais elétricos como um “equipamento,” um “Teste de Aceitação de Fábrica” completo poderia ser executado antes de a casa de controle ser despachada para a subestação. Os problemas poderiam ser corrigidos e novos testes seriam efetuados antes de a unidade ser entregue no local de instalação. Isso reduziria dramaticamente o tempo de comissionamento de campo, reduzindo, conseqüentemente, o custo total do projeto.

Após o retorno dessa viagem, o Grupo TSAR desenvolveu um caso de negócio de alto nível que comparava o custo de substituição dos terminais obsoletos usando o método de uma casa de controle totalmente integrada versus o sistema de substituição tradicional de painéis por painéis. Um plano de implementação a longo prazo foi desenvolvido, priorizando as subestações da ET e colocando-as num programa de substituição no período de 20 anos. Isso passou a ser chamado de Programa de

Upgrade da Automação. A seguir é apresentado um sumário dos objetivos do caso de negócio.

C. Resumo do Caso de Negócio

O Programa de Upgrade da Automação concentra-se na substituição das funções de proteção, controle e aquisição de dados das estações existentes de interligação da transmissão. As questões básicas consideradas nesse trabalho de upgrade estão relacionadas à confiabilidade, à infraestrutura de envelhecimento e às decisões econômicas comerciais apropriadas, onde uma falha atual nos programas para obtenção de fundos resultará em custos maiores no futuro. As duas opções revisadas foram o upgrade dos terminais e o upgrade das estações.

Alternativa para Upgrade dos Terminais. Substituir os equipamentos obsoletos por uma nova tecnologia multifuncional baseada em microprocessadores. A substituição é limitada a um “terminal de proteção,” o que representa somente uma parte de todos os requisitos necessários de proteção e controle da estação.

Alternativa para Upgrade da Estação. Aplicar a nova tecnologia usando um processo integrado (i.e., funções de proteção, controle e aquisição de dados) em toda a subestação. Os diversos benefícios associados a esta alternativa fizeram dela, claramente, a melhor solução. Os benefícios principais obtidos com essa nova tecnologia estão relacionados abaixo.

1. **Custos de Capital Reduzidos.** A tecnologia mais nova é multifuncional e tem custos iniciais menores do que a antiga, na qual é necessário comprar vários componentes separados para executar as mesmas funções.
Nota: Houve uma redução de 15 a 25% no capital necessário com o uso desta alternativa.
2. **Custos de O&M Reduzidos.** O novo método obtém um custo menor do ciclo de vida total de O&M (Operation & Maintenance), reduzindo a complexidade e usando equipamentos de hardware mais confiáveis. Esse hardware propicia diagnósticos avançados dos dispositivos, o que reduz o número de inspeções na estação. Os gastos de O&M são reduzidos devido a um processo integrado que usa a aquisição automática de dados tanto para armazenamento dos registros quanto para gerenciamento dos ativos.
3. **Operabilidade Melhorada.** A nova interface com os computadores de proteção e controle fornece informações adicionais aos operadores, o que reduz o potencial de erros de operação. A duração total das interrupções de transmissão de energia é minimizada através de displays de fácil uso para controle e acompanhamento on-line da estação, o que facilita o restabelecimento do serviço.
4. **Funcionalidade Avançada.** Os novos relés de proteção fornecem todas as informações de estado, medição, alarme e seqüência de eventos que normalmente seriam fornecidas por componentes separados ou não seriam disponibilizadas. Esses dados são coletados diária e automaticamente e comparados com limites pré-definidos, permitindo o envio de notificações automáticas para as equipes de operação e manutenção. Essa notificação automática permite uma melhor distribuição do trabalho dessas equipes. Funções adicionais disponíveis nesses relés incluem localização de faltas, magnitude da corrente

de falta, precisão da medição de tensão de 0,2% para perfil de carga e verificação dos medidores (um benefício para uma empresa da RTO [Regional Transmission Organizations]), e funções de qualidade de energia. A monitoração do disjuntor está incorporada no relé para ajudar numa programação otimizada dos ciclos de manutenção.

O Grupo TSAR fez uma lista detalhada de priorização das estações, colocando todas as subestações da ET num plano de substituição no período de 20 anos. De acordo com esse planejamento, 11 subestações da transmissão teriam que ser implementadas a cada ano para preencher o período de 20 anos. Para alcançar esse objetivo, a ET percebeu que teria que ser estabelecido um bom relacionamento com um integrador. Na primavera de 2000, o Grupo TSAR emitiu uma solicitação de cotação (request for quotation – RFQ) para o fornecimento de sete casas de controle para subestações de 100/44 kV baseadas nas padronizações de automação da ET. Esse trabalho foi designado para a Divisão de Sistemas e Serviços da SEL (SEL Systems and Services Division – SSD) em maio de 2000; a primeira casa de controle de uma subestação “drop-in” foi entregue para a Belmont Tie Station.

II. SOLUÇÃO TURNKEY PARA CASAS DE CONTROLE DROP-IN

A solução da casa de controle drop-in da ET é baseada na tecnologia de proteção, integração e automação provenientes de um único fornecedor. Os relés microprocessados executam as funções de proteção, monitoração, controle e automação. Usando a inteligência e a funcionalidade dos relés, a ET não apenas eliminou a necessidade de RTUs e PLCs mas também adquiriu a capacidade de executar a automação distribuída. Essa automação distribuída, tão perto dos equipamentos quanto possível, é mais eficaz e flexível do que a automação centralizada em RTUs e PLCs, e propicia vantagens que nunca haviam sido obtidas. Os processadores de comunicação integram as comunicações entre os relés microprocessados e os outros dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) tais como monitores dos equipamentos, estações de meteorologia e carregadores das baterias para criar um banco de dados poderoso de toda a subestação. Os alarmes e os relatórios são enviados para as equipes de trabalho ou para aplicações via diversos meios de comunicação.

A solução da casa de controle drop-in tornou-se uma construção pré-definida, pré-projetada, pré-montada, pré-fiada e pré-testada que chega pronta para instalação e execução de fiação de campo.

A solução da casa de controle oferece uma riqueza de informações do sistema de potência que possibilitam ao usuário ter uma visão mais ampla do estado e da operação dos componentes do sistema de potência. Essas informações permitem avaliar riscos e evitar interrupções, reduzir o trabalho e as interrupções para manutenção, e ajudar a ter um sistema de potência mais confiável e competitivo. As informações do sistema estão sendo usadas para monitorar o retorno sobre investimento (return-on-investment – ROI) de capital, identificar e substituir equipamentos obsoletos, estabelecer uma estratégia para o uso eficaz de recursos e

capital financeiro, e aumentar a produtividade do sistema e dos equipamentos.

A ET reconheceu que o sistema SCADA tradicional não atende às novas necessidades de gerenciamento das informações da subestação. Os protocolos do SCADA viabilizam a transmissão de somente uma pequena quantidade das informações inteligentes que são disponibilizadas nos IEDs. A escolha da arquitetura apropriada de comunicações abertas do processador de comunicações possibilita que a ET obtenha vantagens de todas as informações dos relés e dos outros IEDs. As soluções através de RTUs e PLCs restringem o tipo e a quantidade de informações que podem ser coletadas, usadas e transmitidas para os operadores.

A. Sucesso Obtido Usando um Único Fornecedor para Proteção Primária Duplicada

No passado, muitas empresas de energia elétrica tentaram minimizar os riscos de falha da proteção instalando um sistema de proteção primária e um outro sistema de proteção de retaguarda, normalmente de fornecedores diferentes. Inicialmente, a ET analisou seu objetivo de assegurar a integridade e a disponibilidade do sistema de potência. As suas soluções foram:

- Maximizar a segurança da proteção através de operações corretas para faltas nos equipamentos do sistema de potência, e
- Maximizar a confiabilidade minimizando o tempo de indisponibilidade da proteção de forma que os equipamentos estejam disponíveis para operação.

A segurança da proteção foi assegurada pela escolha de um sistema de proteção bem projetado para minimizar as operações incorretas. Esse sistema de proteção consistia de dispositivos de proteção e um sistema redundante exclusivo. Os dispositivos de proteção eram escolhidos de acordo com as seguintes características:

- O desempenho esperado é indicado pelo tipo e quantidade de testes do fornecedor.
- O desempenho futuro é previsto baseando-se nas unidades em serviço e no histórico das operações.

Para aumentar ainda mais a segurança, uma aplicação primária duplicada¹ foi escolhida com um único esquema para evitar fragilidade devido à superposição.

A confiabilidade estava garantida pela escolha de produtos confiáveis e de alta eficácia para minimizar o tempo de indisponibilidade. Os sistemas de proteção foram escolhidos para maximizar a confiabilidade baseando-se nas seguintes características.

- Confiabilidade dos relés microprocessados individuais – índices elevados de Tempo Médio entre Falhas (Mean-Time-Between-Failure – MTBF) e Tempo Médio entre Reparos (Mean-Time-Between-Removals – MTBR) demonstram que a falha dos dispositivos não é freqüente e que estão, portanto, disponíveis para executar as funções de proteção. Os produtos com MTBF elevado oferecem confiabilidade máxima.

¹ As novas capacidades de produtos e a tecnologia de integração criaram oportunidades para que as empresas de serviços públicos instalem produtos redundantes, ambos considerados como a proteção primária. Esta é referida como uma aplicação “primária duplicada.”

- Produtos de proteção redundantes – dois produtos simultaneamente em serviço para eliminar a possibilidade de que a falha de um dos dispositivos vá prejudicar o sistema de proteção. A proteção redundante na solução da “casa de controle drop-in” também propicia monitoração e controle redundantes.
- Plataformas exclusivas para proteções redundantes – plataformas exclusivas para os produtos reduzem a possibilidade de que falhas nos componentes afetem ambos os produtos de proteção simultaneamente. Entretanto, ambas as plataformas devem ser individualmente confiáveis para maximizar a confiabilidade. As proteções redundantes com a mesmas plataformas são freqüentemente mais confiáveis do que se usar uma segunda plataforma com índice MTBF menor.

A ET escolheu os relés microprocessados para maximizar a confiabilidade e a segurança da proteção baseando-se nos critérios acima. Ela escolheu o processador de comunicações com base em critérios similares. A ET chegou a conclusão de que todos os produtos poderiam ser selecionados a partir de um mesmo fornecedor e, ainda assim, seriam mantidas a máxima confiabilidade e segurança possíveis. A decisão de usar um único fornecedor propiciou vários outros benefícios que estão relacionados a seguir.

- A mesma configuração de ajustes e métodos de gerenciamento reduziram os custos e a complexidade
- Os mesmos procedimentos e plataforma de testes reduziram os custos e aumentaram a eficiência
- A mesma interface com o operador reduziu os erros e diminuiu os custos
- A mesma tecnologia de integração reduziu os custos e simplificou o gerenciamento das informações
- A mesma tecnologia de comunicação simplificou o projeto das comunicações e reduziu os custos
- A mesma tecnologia de aquisição de eventos simplificou a coleta e a análise
- A mesma tecnologia de acesso remoto da engenharia reduziu os custos e melhorou a acessibilidade
- Os mesmos métodos e testes para solução de problemas reduziram os custos e aumentaram a eficiência
- Os mesmos métodos e testes de instalação reduziram os custos e aumentaram a eficiência
- Os mesmos métodos e tecnologia de treinamento reduziram os custos e a complexidade
- Um menor número de tipos de produtos aumentou a eficiência das operações e da manutenção
- Um menor número de tipos de produtos reduziu os custos referentes a documentação e minimizou o estoque de peças de reposição

O fornecedor selecionado garantiu os seguintes benefícios:

- Capacidade de acesso e uso de todas as informações contidas nos IEDs via tecnologias inovadoras de comunicação
- Sistemas distribuídos eficazes e de alta velocidade para proteção, controle e automação, através de comandos “Fast Operate” e da tecnologia de comunicação MIRRORED BITS®
- MTBF e MTBR elevados e garantia de 10 anos
- Suporte excelente para produtos e aplicações
- Custos totais menores para o cliente

B. Justificativas Baseadas nos Benefícios dos Consumidores e Acionistas

O sistema integrado da solução da “casa de controle drop-in” propicia os recursos avançados do SER e dos registros analógicos de faltas (analog fault recording – AFR). O valor desses recursos é aumentado através da infraestrutura de aquisição automática de dados que possibilita que os dados estejam rápida e automaticamente disponíveis para operadores e engenheiros, de forma que as operações e os eventos sejam rapidamente determinados e documentados. A partir do instante em que uma nova “casa de controle drop-in” tem o seu sistema ligado on-line, uma área maior do sistema de transmissão da ET é monitorada através dos SER e AFR sincronizados e coordenados. O sistema integrado propicia benefícios adicionais na área de qualidade de energia, perfil da tensão de carga e supervisão de tensão. Monitoração do fator de potência, medição de energia e medição do intervalo de demanda são benefícios adicionais desse sistema.

Cada nova “casa de controle drop-in” gera o valor do acionista à medida que diminui os requisitos de capital para upgrades, retrofits e novas instalações de proteção e controle. O valor adicional é obtido através da monitoração em tempo real do desempenho dos ativos da subestação; isso permite a operação desses ativos com características nominais maiores ao mesmo tempo em que mantém os limites de segurança. A operação dos ativos, de forma confiável, sob esses valores elevados de características nominais, viabiliza a ocorrência de um atraso ou cancelamento de adições de capital de vulto e a realização de reformas da subestação. Uma vez que a infraestrutura de proteção e controle da ET envelhece e torna-se obsoleta, essa solução integrada torna-se o método mais atrativo e mais econômico para os programas de substituição.

O valor do consumidor é agregado através da monitoração avançada dos dispositivos da subestação. A prevenção de interrupções e os tempos de restabelecimento mais rápidos são obtidos através de melhores informações fornecidas pelo sistema integrado. A manutenção programada com base nas condições dos equipamentos em vez de manutenção baseada em períodos de tempo diminui os custos de O&M. Os custos de atendimento ao serviço são reduzidos em função de um programa de avaliação

minuciosa dos equipamentos, implementado através do software Maintenance Management Software (MMW) do EPRI (Electric Power Research Institute). Esse sistema propicia alarme antecipado de falha da proteção e equipamento, evitando possíveis atuações incorretas e interrupções. Com a disponibilidade do localizador de faltas, o envio das equipes de linha diretamente ao trecho da transmissão que precisa de reparo reduz os custos de O&M ao mesmo tempo em que restabelece o serviço mais rapidamente. As funções de qualidade de energia e perfil de carga fornecem um serviço melhorado ao consumidor.

C. A Inovação Técnica Simplifica e Melhora a Implementação

Para simplificar as interconexões e minimizar os equipamentos instalados através da combinação das funcionalidades da subestação, tradicionalmente executadas por dispositivos separados com funções independentes, foi necessário inserir uma quantidade enorme de lógicas de programação nos relés microprocessados. Os engenheiros de relés da ET trabalharam em conjunto com os engenheiros de equipamentos para desenvolver novas padronizações de aplicação dessas funções de monitoração e controle. Modelos de ajustes (“settings templates”) para esses padrões foram criados com os dados fornecidos pelos engenheiros e técnicos dos serviços de campo. Esses modelos permitem que a ET se beneficie dos custos de implementação reduzidos através da reutilização dos padrões e modelos.

Um sistema integrado baseado em microprocessadores é um sistema ativo que monitora continuamente as condições do sistema e interage com o computador da subestação, TCC, e com o banco de dados corporativo da ET. O novo sistema integrado de IEDs monitora mais de 6.000 pontos de dados em contraste com o sistema tradicional que foi substituído, o qual monitorava 96 pontos de status. Critérios de alarme para cada ponto de dados foram definidos e novos métodos para administrar essa quantidade enorme de dados foram desenvolvidos. A ET comprou dois servidores de grande porte para os softwares MMW e PI. Os padrões desenvolvidos fornecem uma metodologia de implementação consistente para futuros projetos de integração da subestação. Esforços estão sendo concentrados na integração desses dados ao sistema de gerenciamento de serviços da ET, de forma que as ordens de serviço possam ser geradas automaticamente com base nas análises automáticas dos dados. Isso fecha o loop com o gerenciamento dos ativos da subestação, possibilitando um sistema de manutenção pró-ativa.

D. A Inovação Melhora o Gerenciamento de Informações

A arquitetura integrada dentro da “casa de controle drop-in” fornece um método inovador e um nível de integração sem igual, até esta data, na indústria. Os esforços para integração realizados no passado concentravam-se na integração dos blocos funcionais de equipamentos através de vários meios de comunicação, o que requeria diversos tipos de equipamentos, normalmente de fabricantes diferentes. Isso não somente complica o projeto, mas também representa um desafio em termos de suporte sob a perspectiva da operação e da manutenção. A proposta da “casa de controle drop-in” utiliza a funcionalidade disponível nos relés microprocessados para formar um

sistema totalmente integrado das funções de proteção, controle, monitoração e automação.

O sistema integrado vai além da subestação; a ET procurou encontrar uma solução inovadora e eficaz para o armazenamento de dados e análise dos dados da subestação. Ela implementou os softwares PI e MMW em dois servidores de alta capacidade que atenderam aos requisitos necessários de armazenamento e análise de dados. Essas aplicações propiciaram efetuar o armazenamento eficaz dos dados, links com o banco de dados dos ativos da ET e restituição rápida dos dados para análise. O PI gera automaticamente uma notificação dos alarmes para as equipes apropriadas de operação, manutenção ou engenharia e a emissão de ordens de serviço a serem aplicadas no futuro.

III. SOLUÇÃO PARA CASA DE CONTROLE DROP-IN NA BELMONT TIE

Belmont Tie Station é uma subestação pequena de 100/44 kV, com quatro linhas de 44 kV, duas linhas de 100 kV, dois bancos de transformadores e um esquema de controle redundante (“swap-over”). A casa de controle foi entregue no local em novembro de 2000 e colocada em serviço, com sucesso, em dezembro de 2000.

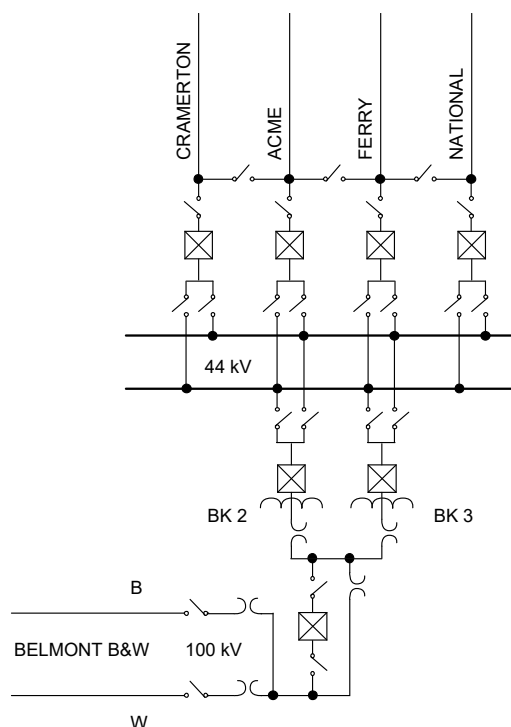


Fig. 1. Diagrama Unifilar da Belmont Tie

A. Principais Benefícios e Melhorias Obtidas com essa Solução

Melhorias nos padrões e performance atuais foram obtidas em diversas áreas.

1) Custos Menores dos Equipamentos

Os custos do capital gasto em equipamentos são reduzidos dramaticamente devido a diminuição da quantidade de dispositivos. O projeto da Belmont Tie Switching Station permitiu que um total de mais de 1000 componentes distintos fosse reduzido para menos de 80. Isso é obtido principalmente em função do uso de relés

baseados em microprocessadores, possibilitando a utilização da funcionalidade interna dos mesmos.

2) Custos Menores de Instalação

Interconexões de campo simplificadas são obtidas através de uma caixa de interface dos terminais de campo na casa de controle. Isso possibilita que seja utilizado um sistema simples de canaletas acima do piso, o que leva todas as interconexões dos dispositivos para terminação dentro da casa de controle. Este sistema é uma alternativa mais econômica do que outros métodos de instalação de canaletas, quando da substituição da cablagem da subestação, e consiste num método simples para adição de terminais no futuro. Toda a fiação entre a caixa de terminais e os relés é verificada e testada durante os Testes de Aceitação de Fábrica (Factory Acceptance Testing – FAT), portanto não são necessárias verificações adicionais. Isso reduz dramaticamente o tempo de comissionamento se comparado com os retrofits de subestações executados anteriormente.

3) Custos Menores de Operação

Os custos de operação são reduzidos e a chance de erros do operador é minimizada através do uso de produtos de automação e controle obtidos de um único fornecedor. As similaridades visuais dos relés para interface local com o operador simplificam a operação e o treinamento para o sistema de controle. Os operadores são mais eficientes numa emergência quando eles têm menos tipos de interfaces de controle para conhecer e usar. A Interface Homem Máquina (HMI) baseada em PC propicia informações úteis sobre formas inovadoras para facilitar ainda mais as operações.

4) Custos Menores de Manutenção

A aplicação de relés microprocessados com recursos de autodiagnose e com comunicação digital elimina todos os ciclos de manutenção periódica (periodic maintenance – PM) para os terminais elétricos instalados. A manutenção dos dispositivos do sistema de potência é melhorada através da coleta de informações dos IEDs. A manutenção periódica dos equipamentos do sistema de potência está sendo substituída pela manutenção preditiva pois, de acordo com melhores informações disponíveis, pode-se concluir quando e qual o tipo de manutenção a ser executada.

5) Custos Menores para Modernização

O projeto integrado é eficaz e flexível em função de a proteção, monitoração, automação e controle serem executados pelos IEDs distribuídos através do sistema. Esse projeto também facilita a modernização do sistema através de melhorias e/ou substituição dos IEDs individuais em serviço. Essas alterações são minimizadas mas, se necessárias, o impacto no sistema é enormemente reduzido devido ao design distribuído e integrado. Considerando os terminais elétricos como dispositivos, quando o trabalho é concluído, uma casa de controle nova, completa, com a mais nova tecnologia pode ser entregue, já comissionada, no local de instalação (“dropped-in”) e colocada em serviço antes que a antiga casa de controle tenha sido retirada.

6) Custos Menores do Ciclo de Vida

Os custos do ciclo de vida são reduzidos dramaticamente. Ao eliminar a maioria dos componentes individuais e padronizar um fornecedor para os relés microprocessados,

economias significativas de O&M são obtidas ao longo da vida dos equipamentos instalados.

7) Disponibilidade e Confiabilidade Aumentadas

A confiabilidade e a disponibilidade foram aumentadas devido ao uso de relés baseados em microprocessadores. O antigo sistema de proteção dependia de relés eletromecânicos que não executam autodiagnoses ou auto-alarmes. As condições reais dos equipamentos não podem ser verificadas até que sua operação seja solicitada, quando já pode ser muito tarde. Os relés microprocessados têm índices muito elevados de confiabilidade e disponibilidade. A probabilidade de falhas desses relés, quando são solicitados a operar, é muito baixa devido as suas funções de autodiagnose e auto-alarme. Quando houver alarme, os reparos necessários podem ser planejados e executados. Ao propiciar esse tipo de aviso, pode-se assegurar uma disponibilidade dos dispositivos. Combinando as funções de monitoração e controle nesses relés, possibilita a obtenção de uma confiabilidade adicional com índices MTBF maiores, os quais são muito maiores para os relés selecionados do que para os equipamentos do sistema SCADA tradicional. O sistema baseado nos relés microprocessados instalados é simplificado em relação ao sistema tradicional, o que aumenta as estimativas de MTBF. Outro fator importante é a integração dos diagnósticos automáticos ao sistema de alarmes e banco de dados corporativo da ET, assegurando que sejam detectados apropriadamente os avisos antecipados de falhas.

8) RTUs e PLCs Eliminadas

Os relés microprocessados e os processadores de comunicação executam as funções tradicionais do SCADA além de muitas outras novas e inovadoras funções de monitoração e automação. A ET pôde eliminar as RTUs e PLCs, propensas a falhas, de seus projetos. Ela conseguiu obter uma economia substancial nos custos desde que não mais precisou comprar RTUs, PLCs e seus acessórios. Além disso, ela economizou nas despesas de projeto, configuração e instalação de RTUs ou PLCs, e no custo de freqüentes manutenções.

9) Produtividade Aumentada

A produtividade é aumentada em função da aquisição e armazenamento automáticos dos dados da subestação. Isso inclui relatórios mensais das operações dos disjuntores e relés, relatórios das leituras dos medidores, relatórios das condições dos disjuntores e relatórios das leituras térmicas dos bancos de transformadores. Nas operações pós-faltas, obtém-se um aumento na produtividade através dos cálculos da localização da falta que são fornecidos para o centro de despacho. Após a ocorrência de um evento inesperado, análises mais detalhadas são realizadas no centro de controle da transmissão (TCC) com o uso de relatórios avançados do SER e de alarmes mais completos. Isso resulta numa determinação mais precisa da condição do equipamento e no restabelecimento mais rápido do serviço. A eficiência é aumentada com uma monitoração mais completa do carregamento e das temperaturas dos bancos de transformadores. Informações adicionais são coletadas de uma estação meteorológica instalada no local, a qual fornece temperatura ambiente, radiação solar, direção e velocidade do vento, e precipitação. Isso é útil para análise da

performance do sistema de refrigeração do transformador, gerenciamentos de outros ativos, assim como para planejamentos.

10) Substituição da Manutenção Periódica pela Manutenção Preditiva

A manutenção preditiva em tempo real é realizada através do uso do software Managed Maintenance Workstation do EPRI e dos dados coletados da subestação. Esse software fornece uma visão otimizada dos dados e faz uma correlação dos mesmos com diversos outros bancos de dados para uma análise tendencial complexa. Análises automáticas desses dados são obtidas usando-se modelos padrão previamente desenvolvidos. Quando o software detecta uma condição “fora do limite,” a equipe de manutenção apropriada é notificada.

11) Prognóstico e Prevenção de Falhas nos Dispositivos do Sistema

Além de prever os períodos e procedimentos de manutenção apropriados, o sistema monitora os dispositivos do sistema de potência e dá o alarme com avisos de falhas iminentes. Exemplos disso incluem a detecção e o relato de um vazamento no compressor, e a monitoração e o relato das condições e desempenho de um disjuntor. O alarme do compressor pode gerar algum tipo de ação antes de sua falha, possibilitando que os operadores evitem o uso de disjuntores marginais, evitando assim, interrupções.

12) Erros Humanos Potenciais Reduzidos

Os erros humanos potenciais são reduzidos através da programação de supervisão inteligente dos relés microprocessados. Um erro típico, que tem sido evitado com esse sistema, é a operação do disjuntor devido a procedimentos incorretos de manobras. O relé microprocessado vai evitar o desbloqueio do elemento 51G se ele tiver partido, evitando, dessa forma, uma operação indevida. Essa informação é também exibida no computador da subestação para que o operador possa visualizá-la.

13) Segurança Aumentada

A segurança é aumentada em função dos recursos de proteção avançados incorporados nos relés microprocessados. Tradicionalmente, quando o disjuntor de baixa tensão de um transformador de 24 kV é bypassado para manutenção, a proteção da barra e a do transformador são bloqueadas. Nessa situação, a proteção é extremamente importante para as equipes de campo. O sistema de proteção implementado permite a seleção de um esquema “Station Differential” quando o disjuntor de baixa tensão estiver bypassado. Essa é uma das várias melhorias na segurança proporcionadas pelo novo projeto integrado.

O status da subestação é transmitido através de telas que foram projetadas pelos operadores da subestação para possibilitar uma compreensão rápida e fácil. Um exemplo disso é a barra mímica que é exibida enquanto o operador está comandando a operação de um disjuntor. Somente os

circuitos afetados ficam visíveis no display mímico, com o disjuntor que vai operar mostrado em vermelho pulsante. Esse display exhibe todas as correntes e fluxos de potência na barra mímica. Isso propicia um ambiente de operação seguro.

B. Benefícios Adicionais

Muitas outras melhorias foram obtidas com este sistema. Os relés microprocessados usados em Belmont Tie, na solução da casa de controle completa de uma subestação, não somente satisfazem os requisitos necessários de proteção mas também atendem às necessidades de monitoração e do SCADA. Este sistema integrado, baseado totalmente em relés microprocessados e processadores de comunicação, cobre todas as funcionalidades da estratégia de automação a longo prazo da ET. Essas funções incluem proteção, automação, monitoração, controle, SCADA, SOE, DFR, HMI, BCM, anunciadores, localização de faltas, monitoração das temperaturas, tendência de desempenho, etc.

O processo da ET para execução da engenharia de proteção e controle foi aperfeiçoado pela realização dos “Testes de Aceitação de Fábrica” antes de essa casa de controle completa ser despachada. Isso deu aos engenheiros do fabricante e da ET a oportunidade para testar e verificar por completo todos os esquemas de proteção e a infraestrutura de integração antes que a instalação e o comissionamento fossem executados na subestação. Ao executar esse teste, e integrar os terminais elétricos e a solução da casa de controle em um programa, ganhou-se confiança em um sistema que propicia um planejamento de comissionamento de campo de fácil execução.

Este sistema integrado propicia a funcionalidade necessária através dos relés microprocessados e processadores de comunicação ao mesmo tempo em que tem o mais baixo custo de capital instalado. As economias de O&M a longo prazo são projetadas com base na eliminação das manutenções dos equipamentos de proteção (PM), num melhor gerenciamento das manutenções dos dispositivos e maior confiabilidade dos equipamentos. A proteção redundante se tornou tão acessível economicamente com esse novo design que a ET está aplicando-a em circuitos que anteriormente não dispunham da mesma. O custo é normalmente menor do que uma simples chamada para atendimento ao cliente (“trouble call”).

Um outro benefício obtido com a estratégia da casa de controle drop-in é que, enquanto Belmont Tie estava sendo comissionada, uma outra casa de controle estava sendo submetida aos seus “FAT” e preparada para ser despachada. Este sistema permite que atividades simultâneas sejam executadas em cada casa de controle em fases diferentes de construção. Esse processo possibilita que sejam efetuados de 9 a 11 upgrades de subestação por ano. Sem essa estratégia integrada, drop-in, a ET não teria os recursos necessários para efetuar o retrofit de 11 subestações por ano.



Fig. 2. Casas de Controle Antiga e Nova na Subestação Belmont Tie



Fig. 3. Configuração do Painel Dentro da Casa de Controle

IV. CONCLUSÃO

A estratégia da casa de controle drop-in usando relés microprocessados e processadores de comunicação integrados fornece uma boa solução para o problema da obsolescência dos equipamentos dos terminais elétricos da subestação. À medida que mais e mais equipamentos vão se aproximando do “fim da vida útil,” métodos novos e inovadores devem ser explorados para atender a essas necessidades. Os gastos de capital necessários à implementação desse programa são significativamente menores do que em métodos tradicionais, ao mesmo tempo em que são proporcionadas economias de O&M. Ao desenvolver padrões excelentes para relés e sistemas de controle, os integradores e os fornecedores de relés podem entregar com sucesso uma casa de controle pré-comissionada com qualidade que atenda aos requisitos da empresa a longo prazo. Ainda que a ET esteja no começo da utilização das ferramentas de diagnóstico do seu programa e do arquivo de dados, tais como PI e MMW, eles já produziram benefícios significativos no gerenciamento dos ativos. Esses benefícios incluem monitoração horária de VAR, dados operacionais dos capacitores, tendências precisas do fluxo de potência e tensão, e monitoração do aquecimento dos transformadores.

V. BIOGRAFIAS

Brian A. McDermott recebeu seu AS do Gaston College em 1981. Ele começou a trabalhar na Duke Power no Departamento de Transmissão e teve diversas atribuições, inclusive a de supervisor de testes. Atualmente ele está no Departamento de Transmissão Elétrica da Duke Power. Em sua atribuição atual, Brian fornece orientação técnica para automação e integração da transmissão, desenvolve estudos de engenharia, estratégias de automação da Transmissão Elétrica, e é o gerente de projetos e o coordenador da equipe de automação da Transmissão Elétrica. Ele detém a patente número 5.055.766 nos EUA, intitulada “Voltage regulator compensation in power distribution circuits.”

David J. Dolezilek recebeu seu BSEE da Montana State University em 1987. Além da consultoria independente de projetos de sistemas de controle, ele trabalhou para o Departamento de Recursos Hidráulicos do Estado da Califórnia, e para a Montana Power Company, antes de ingressar na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. em 1996 como engenheiro de projetos de integração de sistemas. Em 1997, Dolezilek tornou-se o Diretor de Vendas para os Estados Unidos e Canadá, e em seguida passou a ser o Gerente de Engenharia de Pesquisas e Desenvolvimento no grupo de Engenharia de Automação e Comunicação da SEL. Em 2000, Dolezilek foi promovido a Gerente de Tecnologia de Automação para pesquisas e projetos de sistemas automatizados. Ele continua a pesquisar e a escrever artigos técnicos sobre projetos e implementações inovadoras que estão afetando nossa indústria, bem como a participar de grupos de trabalho e comitês técnicos. Ele é membro da IEEE Reliability Society do IEEE, e do Technical Committee 57 do International Electrotechnical Commission (IEC), encarregado da padronização global dos sistemas e redes de comunicação nas subestações.

Timothy P. Tibbals recebeu seu BSEE da Gonzaga University em Spokane, Washington em 1989. Após a graduação, ele ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. como Engenheiro de Aplicação executando estudos do sistema e testes em relés. Ele também trabalhou como engenheiro de desenvolvimento e tem feito parte da equipe de desenvolvimento de muitos dos recursos e funções de comunicação dos produtos SEL. Subseqüentemente, ele trabalhou como Engenheiro de Aplicação para produtos de proteção, automação e integração, ajudando os clientes através de treinamento, seminários e suporte telefônico. Em 2000, ele foi promovido a Supervisor de Serviços de Automação na Divisão de Sistemas e Serviços. Atualmente, ele supervisiona os engenheiros e projetos no Grupo de Serviços de Automação e tem sido o gerente de projetos de muitos sistemas inovadores, incluindo os projetos da casa de controle drop-in fornecida através do sistema turnkey.