

Sistema de Monitoramento de Subestações de Distribuição

Geraldo Rocha, David Dolezilek, Fernando Ayello e Carlos Oliveira
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Publicado no
proceedings of the 2nd Annual Protection, Automation and Control World Conference
Dublin, Irlanda
27–30 de junho de 2011

Traduzido para o Português em julho de 2016

Sistema de Monitoramento de Subestações de Distribuição

Geraldo Rocha, David Dolezilek, Fernando Ayello e Carlos Oliveira, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Sumário—Considerando a competitividade do mercado de energia elétrica, a prevenção de faltas e defeitos nos equipamentos primários das subestações é considerada um fator diferencial significativo para a qualidade da energia elétrica fornecida pelas concessionárias. A redução do número de faltas e defeitos que causam interrupções no suprimento de energia elétrica contribui enormemente para a melhoria dos índices de desempenho dos serviços prestados. Para atingir este objetivo, é necessária a adoção de práticas de manutenção mais eficientes e inteligentes, além da aplicação adequada dos recursos materiais, humanos e financeiros. As regras e os requisitos do mercado atual não permitem inúmeros procedimentos de manutenção corretiva ou práticas de manutenções periódicas. Melhorias recentes nos índices de desempenho e qualidade do fornecimento de energia elétrica baseadas no fator custo-benefício têm sido demonstradas pelas concessionárias que migraram das práticas de manutenção periódica e corretiva intensiva para a manutenção preditiva identificada pelos sistemas de monitoramento dos equipamentos das subestações.

O sistema de monitoramento dos equipamentos de subestações descrito neste artigo atende aos requisitos das equipes de engenharia de manutenção por meio do monitoramento dos equipamentos da subestação, tais como transformadores de potência, disjuntores, bancos de baterias cc e chaves seccionadoras. A coleta dessas informações consiste num subproduto adequado da digitalização das mensagens de comunicação entre os dispositivos eletrônicos inteligentes (intelligent electronic devices – IEDs) de proteção, controle e monitoramento das subestações de distribuição para as aplicações de proteção e automação em tempo real. A reutilização dos dados desses IEDs para o propósito de monitoramento dos equipamentos minimiza a necessidade de novos dispositivos, tais como sensores e medidores dedicados. O uso dos IEDs de proteção, controle e monitoramento como fonte de informações para indicar as condições e desempenho dos dispositivos da subestação torna a implementação de um sistema de monitoramento atrativa sob o ponto de vista técnico-econômico.

I. INTRODUÇÃO

A prevenção de problemas no sistema de fornecimento de energia elétrica, bem como a adoção de práticas modernas de manutenção, é vital para a melhoria contínua dos índices de desempenho e qualidade do suprimento de energia das empresas do setor elétrico.

As empresas de grande porte têm liberdade para escolher seu fornecedor de energia elétrica, usando frequentemente o perfil de demanda e nível de tensão no ponto de entrega para negociação dos preços. Além disso, novas regulamentações permitem que os consumidores solicitem o ressarcimento para interrupções de energia; logo, as concessionárias de energia elétrica têm novos incentivos financeiros para fornecer um serviço de suprimento de energia de alta qualidade.

Com essas novas medidas, índices específicos dos serviços para cada instalação são monitorados separadamente, significando que mesmo as pequenas subestações de distribuição precisam ser monitoradas, pois elas podem contribuir para a aplicação de multas contra a empresa distribuidora.

Todos esses requisitos forçaram as empresas distribuidoras de energia a reverem as estratégias e conceitos de manutenção de seus equipamentos, bem como a buscarem, cada vez mais, ações que lhes permitam reduzir a manutenção corretiva e preventiva, intensificando a prática da manutenção preditiva.

Contudo, para habilitar uma migração assertiva para a manutenção preditiva, é necessário o monitoramento direto e constante dos equipamentos de forma a prever falhas e otimizar a manutenção dos mesmos.

Somente efetuando a análise das informações coletadas em tempo real dos equipamentos é possível estabelecer uma manutenção baseada nas condições reais e não em intervalos de tempo. Esta análise permite estender o ciclo de manutenção e minimizar os custos associados.

Sistemas independentes (stand-alone) de monitoramento dos equipamentos são frequentemente especificados e adquiridos pelas empresas de distribuição de energia elétrica para fornecer informações para o planejamento da manutenção preditiva. Quando projetados cuidadosamente e instalados com sensores de monitoramento suficientes, esses sistemas fornecem dados consistentes para uma análise e programação apropriadas da manutenção dos equipamentos.

Entretanto, devido aos altos custos de instalação dos equipamentos, rede de comunicação, assim como das taxas de aquisição e manutenção da infra-estrutura do software de armazenamento de dados, este tipo de sistema não é viável para as pequenas e médias subestações de distribuição.

O sistema apresentado neste artigo utiliza os dados fornecidos pelos dispositivos eletrônicos inteligentes (intelligent electronic devices – IEDs), aproveitando a estrutura da rede de comunicação já instalada como parte do sistema de automação da subestação (substation automation system – SAS) que está executando as funções de proteção, controle e monitoramento (protection, control, and monitoring – PCM). Esses IEDs PCM avaliam constantemente as condições e o desempenho dos equipamentos como um subproduto das funções de proteção e controle do dispositivo. Essas informações são calculadas de forma constante e precisa no software analítico dos IEDs, baseando-se nos algoritmos criados pelos especialistas em dispositivos de energia elétrica. A função do sistema de monitoramento da subestação (SMS) é monitorar os transformadores de potência, disjuntores de

média e alta tensão, religadores, bancos de baterias cc, e chaves seccionadoras de uma subestação, minimizando a necessidade de novos dispositivos como medidores e sensores dedicados, e consistindo numa solução atrativa sob o ponto de vista técnico-econômico.

II. SISTEMAS DE MONITORAMENTO CONVENCIONAIS

Um sistema independente de monitoramento dos equipamentos calcula de forma centralizada as informações de inúmeros dados recebidos de sensores instalados no campo para verificar as condições reais dos equipamentos e prognosticar a necessidade de manutenção através de análises préprogramadas.

A estrutura básica deste sistema está ilustrada na Fig. 1.

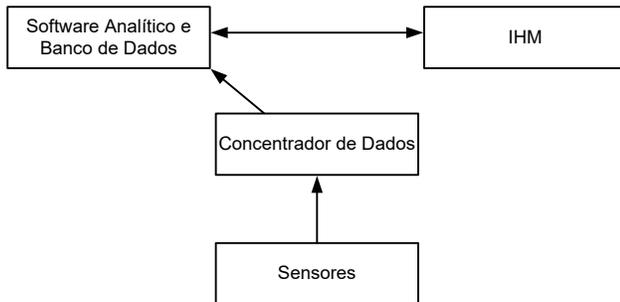


Fig. 1. Sistema de monitoramento convencional

Os sensores coletam as grandezas do campo, processam os sinais e os enviam para uma unidade concentradora de dados.

Normalmente, os sensores instalados são transformadores de potencial (TPs), transformadores de corrente (TCs), dispositivos de temperatura por resistência (resistance temperature devices – RTDs), sensores de umidade, sensores de posição, transdutores de sinal, e outros.

Com o objetivo de concentrar os dados em uma localização única dentro da subestação, são usados coletores de dados, tais como as unidades terminais remotas (UTRs), controladores lógicos programáveis, computadores industriais, módulos de aquisição de dados, e outros.

Após efetuar a coleta e concentração, os dados são enviados para uma base de dados relacional. O software analítico usa algoritmos que processam os dados recebidos, definem a situação real dos equipamentos monitorados e estimam um intervalo de tempo até a próxima ação de manutenção.

A interface homem máquina (IHM) permite que o usuário visualize os dados tratados e armazenados usando o software analítico.

Contudo, os sistemas de monitoramento convencionais requerem a instalação de sensores e equipamentos novos e especializados, bem como uma rede de comunicação

específica para o tráfego desses dados. Além disso, eles não podem aproveitar a rede de comunicação do SAS existente e as informações de monitoramento dos equipamentos que já estão sendo calculadas pelos IEDs PCM.

III. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As funções de proteção, controle e supervisão de um SAS de energia elétrica são desenvolvidas para atender aos requisitos operacionais do sistema elétrico. Um SAS é composto por relés de proteção, controladores, redes de comunicação, e um ou mais gateways para facilitar a integração com o sistema de supervisão e aquisição de dados (SCADA) remoto, registradores de perturbação e sincrofatores remotos, estações de trabalho da engenharia local e remota, e uma IHM local. O objetivo da estação de trabalho da engenharia consiste em facilitar as atividades executadas pelos operadores e/ou aplicações de automação local ou remotamente, tais como manobras de chaveamento, leituras de monitoramento em tempo real, armazenamento e visualização de registros de históricos, e visualização e armazenamento de listas de eventos e alarmes. A estação de trabalho da engenharia também torna mais fácil para a equipe de engenharia acessar os dados necessários para alterações de ajustes de proteção e coletar os dados de oscilografia [1].

Para que os engenheiros tenham acesso a esses dados, um software complementar é usado. O software pode ser operado em um computador local ou remoto. Os operadores do sistema coletam as informações em tempo real à medida que solicitam essas informações de forma remota e local via IHM, local via IEDs e local a partir dos equipamentos. As informações são acessadas offline pelas equipes de engenharia via computador remoto. No caso de uma falha de comunicação, existe o acesso local através de cada IED. Os sistemas de supervisão, proteção e controle tradicionalmente usam as mensagens do SCADA para atender aos requisitos de operação e engenharia e não para coletar as informações de monitoramento dos equipamentos dos IEDs PCM.

A norma IEC 61850 estabelece as funcionalidades dos protocolos de comunicação vertical e horizontal, permitindo a interoperabilidade entre os sistemas e a troca rápida de múltiplos tipos de mensagens entre os equipamentos dos sistemas de proteção, controle, supervisão e medição das subestações (em outras palavras, os IEDs).

As subestações de distribuição de energia elétrica projetadas para utilizar as funcionalidades dos protocolos IEC 61850 podem ser otimizadas através da utilização das mensagens projetadas para o SCADA, troca de dados em tempo real e coleta das informações de monitoramento dos equipamentos, reduzindo significativamente os equipamentos usados para proteção, controle, medição e automação.

A arquitetura da rede de comunicação de uma subestação de distribuição baseada em IEC 61850 está mostrada na Fig. 2.

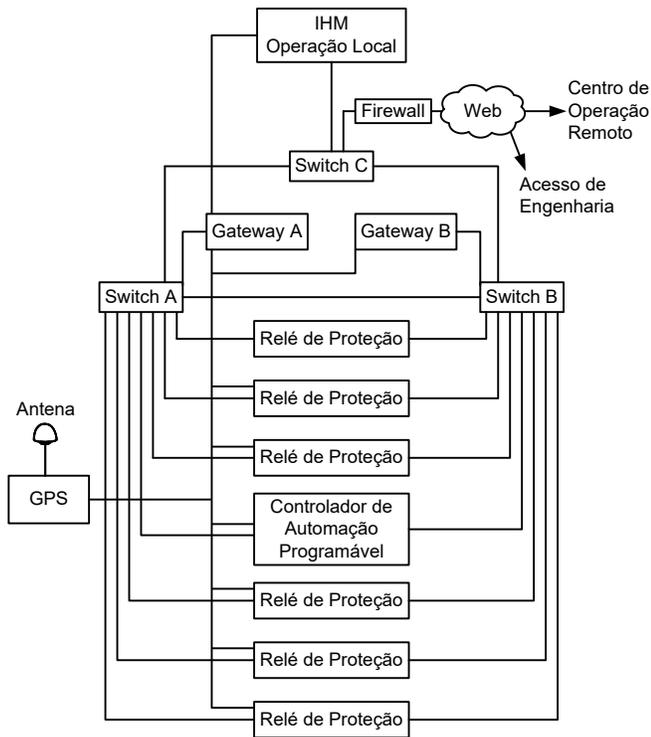


Fig. 2. Rede de comunicação de dados

Uma rede de comunicação interna para uma subestação eficiente é projetada de forma a permitir canais de comunicação redundantes; isso significa que se houver falha de um cabo de comunicação ou de um switch Ethernet, a comunicação pode ser transferida para outra interface Ethernet sem degradação do sistema. As comunicações com o centro de controle e com a IHM são normalmente efetuadas através de um gateway para concentrar e coletar os dados dos IEDs via IEC 61850 e, em seguida, convertê-los em protocolos como DNP3 LAN/WAN.

IV. FUNÇÕES DE MONITORAMENTO DOS IEDS

Os IEDs utilizados na digitalização das subestações de distribuição incluem as funções de proteção, automação, controle e comunicação. Eles também coletam e criam dados analíticos importantes por meio do monitoramento dos dispositivos que estão protegendo.

Portanto, cada dispositivo principal de uma subestação tem, pelo menos, um IED associado recebendo os sinais de tensão, corrente, estado, e outros, os quais são usados para efetuar diagnósticos precisos em tempo real. Como os IEDs são conectados ao sistema cc de uma subestação, eles também fornecem informações importantes para o monitoramento e diagnóstico do banco de baterias cc da subestação [2] [3].

Dessa forma, as informações disponíveis em um IED são usadas para monitorar os disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de potência e bancos de baterias cc.

Nas seções seguintes, analisaremos os dados de monitoramento disponibilizados para cada um dos equipamentos pelos IEDs utilizados na digitalização das subestações.

A. Disjuntores

A manutenção dos disjuntores é normalmente baseada em intervalos de tempo regulares ou no número de operações efetuadas. Os métodos baseados nesta filosofia têm desvantagens porque dentro do intervalo de manutenção pré-determinado pode haver um número anormal de operações ou um número pequeno de operações com níveis elevados de corrente.

Os IEDs podem monitorar o seguinte:

- Desgaste dos contatos. O fabricante do disjuntor fornece uma curva de manutenção relacionando o número de operações de fechamento/abertura (close-to-open) e os níveis das correntes de interrupção. A função desta curva é prever o desgaste dos contatos do disjuntor, conforme exemplo mostrado na Fig. 3. É possível configurar alguns dos pontos desta curva, onde normalmente são escolhidos o maior e o menor número de operações, além de um ponto médio. Para cada operação, o IED integra a corrente interrompida com o número de operações para atualizar o valor do desgaste dos contatos. Este parâmetro é crucial para estimar a necessidade de manutenção.
- Número total de operações. Contadores incrementais para as operações de fechamento/abertura (close-to-open) são implementados para disponibilizar essas informações para o histórico do sistema.
- Tempo de operação mecânica. O tempo de operação mecânica do disjuntor pode ser calculado através da medição do intervalo de tempo entre o comando de trip ou o comando de fechamento e a ativação das entradas digitais do IED conectado aos contatos de estado do disjuntor. Desvios neste valor podem indicar problemas no mecanismo de acionamento.
- Tempo de operação elétrica. De forma similar ao tempo de operação mecânica, este tempo mede o intervalo de tempo entre o comando de trip ou o comando de fechamento e a extinção ou normalização das medições de corrente do disjuntor. Se este parâmetro apresentar uma tendência de elevação ao longo do tempo, isso pode indicar falhas nos contatos.
- Tempo de inatividade. Monitorando a atividade do número de operações, é possível calcular o número de dias em que o disjuntor esteve inativo. Períodos longos de inatividade degradam sua confiabilidade para o sistema de proteção.
- Tempo de carregamento da mola. Logo que o disjuntor é fechado, tem início a medição do tempo para ativar as entradas digitais do IED conectado ao contato da mola carregada do disjuntor. Se este tempo aumentar à medida que o número de operações aumenta, isso pode prognosticar um problema no mecanismo de carregamento da mola.

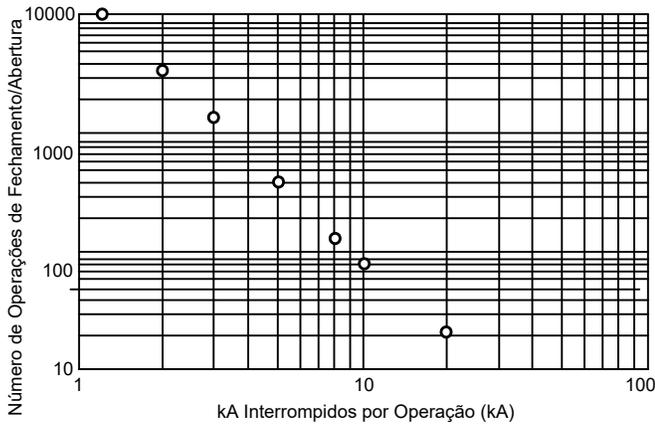


Fig. 3. Curva de manutenção do disjuntor

As funções de monitoramento apresentadas acima são executadas em um IED PCM com TCs e TP de proteção tradicionais. Não é necessário nenhum sensor independente adicional para o sistema de monitoramento dos equipamentos, conforme mostrado no diagrama básico de conexão da Fig. 4.

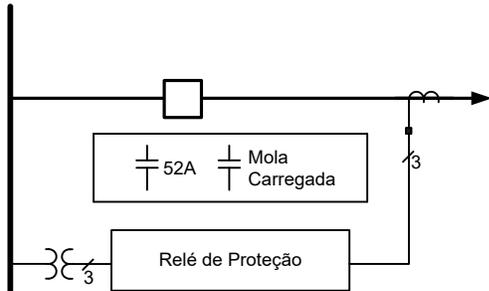


Fig. 4. Diagrama básico de conexão para monitoramento de disjuntores

A Fig. 5 mostra um exemplo com informações das condições e desempenho de um disjuntor, calculadas por um IED PCM e documentadas como um relatório de monitoramento do disjuntor restituído daquele IED.

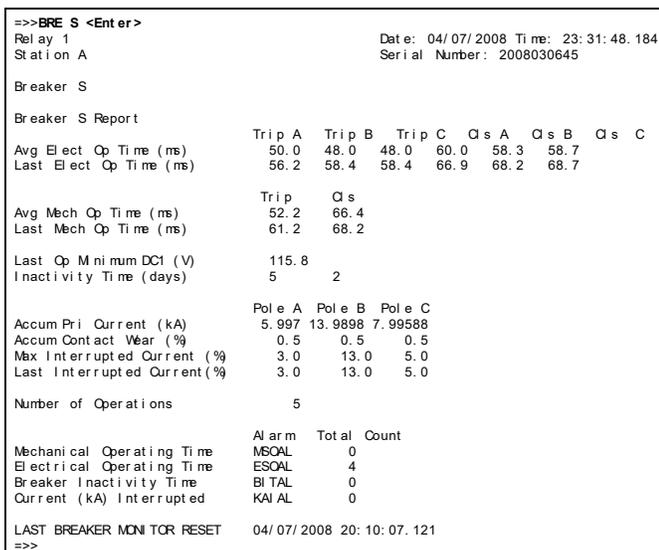


Fig. 5. Relatório de monitoramento do disjuntor

B. Bancos de Baterias CC

O serviço auxiliar de corrente contínua de uma subestação é responsável por fornecer corrente cc para todos os dispositivos. Ele é composto basicamente por um retificador, um carregador de baterias e um banco de baterias para cada nível de tensão cc necessária.

A operação apropriada do sistema de baterias cc e da fonte de corrente alternada (ca) é essencial para a operação dos sistemas de proteção e controle de uma subestação. Contudo, nem todos os retificadores e carregadores de bateria possuem mecanismos de autodiagnose, e aqueles que possuem, apenas sinalizam para indicar situações de alarme. Tradicionalmente, o diagnóstico eficiente das condições do sistema cc de uma subestação somente pode ser efetuado por meio da adição de equipamentos específicos para esta função. Contudo, esses dados também existem nos IEDs PCM. Esses IEDs têm capacidade para monitorar o sistema cc com precisão, podendo monitorar o seguinte:

- Tensão cc e/ou pólos positivo e negativo. Uma diferença entre as medições dos pólos pode indicar uma corrente de fuga para a terra e possíveis danos ao carregador e/ou retificador.
- Nível de tensão cc. Um nível alto ou baixo de tensão cc pode danificar o banco de baterias cc ou não manter um carregamento adequado.
- Detecção de corrente de fuga à terra. Se a instalação do banco de baterias cc possuir um aterramento central, é possível medir a corrente de fuga à terra e prever problemas na cablagem das baterias do banco.
- Ripple ca no retificador. Níveis elevados do componente ca da tensão entregue pelo retificador podem danificar as baterias de forma irreversível.

Sensores adicionais não são necessários para este tipo de monitoramento, conforme mostrado no diagrama básico de conexão da Fig. 6.

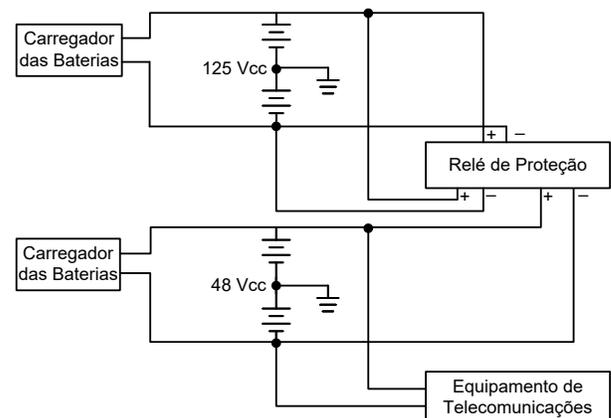


Fig. 6. Diagrama básico de conexão para monitoramento de dois bancos de baterias cc

A Fig. 7 mostra um exemplo com informações das condições e desempenho da fonte de alimentação cc, calculadas por um IED PCM e documentadas como um relatório de monitoramento do sistema de alimentação cc restituído daquele IED.

```

=>MET BAT <Enter>
Relay 1                               Date: 03/22/2001 Time: 09:37:10.035
Station A                               Serial Number: 2001001234

Station Battery                         VDC      VDCPO     VDCNE     VAC
VDC1 (V)                               24.17    11.98     -12.19    0.01
VDC2 (V)                               47.68    23.80     -23.88    0.02

Minimum                                VDC1(V)   Date      Time      VDC2(V)   Date      Time
Enter L-Zone                           20.12    03/15/2001 14:28:59.172 41.64    03/22/2001 08:46:25.726
Exit L-Zone                             03/15/2001 14:28:51.490 03/18/2001 18:46:23.868
Maximum                                27.19    03/19/2001 08:34:49.761 50.84    03/22/2001 08:34:55.490
Enter H-Zone                           03/19/2001 08:34:27.172 03/22/2001 08:34:27.172
Exit H-Zone                             03/19/2001 08:37:01.041 03/22/2001 08:35:00.912

LAST DC RESET: 03/15/2001 12:30:30.492
=>

```

Fig. 7. Relatório de monitoramento do banco de baterias cc

C. Transformadores de Potência

O transformador de potência é o equipamento mais importante de uma subestação de distribuição. O alto custo de aquisição, transporte e instalação, juntamente com o longo tempo necessário para entrar em operação, podem tornar a substituição do transformador uma tarefa difícil e demorada. Portanto, o monitoramento é essencial para permitir uma manutenção eficiente bem como um aproveitamento ótimo das capacidades operacionais.

Existe uma ampla variedade de sistemas e sensores de monitoramento projetados especialmente para transformadores de potência de subestações e IEDs que possuem modelagem térmica em conformidade com a norma IEEE C57.91-1995, IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Power Transformer.

Novamente, ao invés de equipamentos de monitoramento independentes, os IEDs PCM usam os dados obtidos dos TPs e TCs em combinação com sensores de temperatura para calcular a temperatura do topo do óleo (top-oil temperature) e a temperatura mais alta do enrolamento (winding hot-spot temperature).

Os IEDs também monitoram o seguinte:

- Temperatura do ambiente medida.
- Temperaturas do topo do óleo (top-oil) medida e calculada.
- Temperaturas mais altas (hot-spot) do enrolamento medida e calculada.
- Taxa de perda de vida útil diária.
- Taxa de perda de vida útil acumulada.
- Eficiência do sistema de ventilação forçada.
- Fator de aceleração do envelhecimento da isolamento.
- Estimativa do tempo de vida útil da isolamento.
- Detecção de stress elétrico e mecânico causado por faltas passantes (through-faults).

Para o monitoramento do transformador de potência, a conexão dos sinais de temperatura ao IED PCM permite o cálculo correto da modelagem térmica, conforme mostrado na Fig. 8.

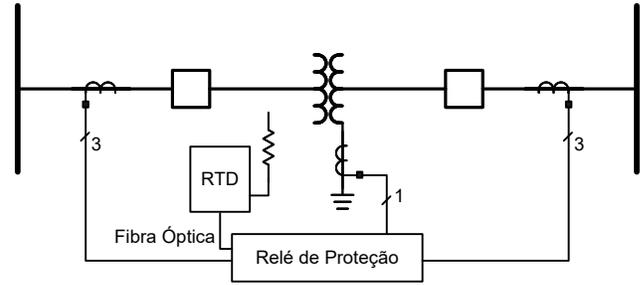


Fig. 8. Diagrama básico de conexão para monitoramento de transformadores

A Fig. 9 mostra um exemplo com informações das condições e desempenho do transformador, calculadas por um IED PCM e documentadas como um relatório de monitoramento do transformador restituído daquele IED.

```

=>THE <Enter>
Relay 1                               Date: 03/28/2008 Time: 02:12:44.594
Station A                               Serial Number: 2008030645

Thermal Element Condition             Transformer 1 Transformer 2 Transformer 3
Load (Per Unit) : NORMAL              NORMAL      NORMAL      NORMAL
In Service Cooling Stage : 1           1           1           1
Ambient (deg. C) : 20.0                20.0        20.0        20.0
Calculated Top Oil (deg. C) : 25.4      26.1        25.7
Measured Top Oil (deg. C) : 46.6        46.9        46.1
Winding Hot Spot (deg. C) : 55.4        56.8        55.1
Aging Acceleration Factor, FAA : 0.00   0.00        0.00
Rate of L.Q. (% day) : 0.00            0.00        0.00
Total Accumulated L.Q. (%) : 0.00       0.00        0.00
Time-Assert TLL (hrs) : 0.00           0.00        0.00
=>

```

Fig. 9. Relatório de monitoramento do transformador

Além dos recursos de monitoramento térmico, os IEDs PCM também possuem capacidade para monitorar a energia acumulada das faltas passantes a que o transformador já foi submetido. A norma IEEE C57.109-1993, IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformers Through-Fault-Current Duration, descreve os limites de danos mecânicos e térmicos baseados nas correntes de faltas passantes já impostas ao transformador. A corrente de falta passante é a corrente que circula através dos enrolamentos do transformador durante condições de faltas externas. A magnitude e a duração desta corrente de falta passante têm um impacto no transformador. A energia da falta passante com duração e magnitude baixas vai normalmente causar algum stress térmico no sistema de isolamento do transformador. Uma duração e magnitude maiores podem levar ao deslocamento físico dos enrolamentos durante o evento de falta passante, o que pode levar a uma degradação do sistema de isolamento.

A proteção de corrente diferencial fornecida pelos IEDs pode também ser usada para medir e registrar a energia das faltas passantes a que o transformador já foi submetido. Limites podem ser definidos para indicar quando níveis específicos da energia acumulada das faltas passantes forem ultrapassados. Indicações de acúmulo de energia excessiva de faltas passantes podem então ser usadas para acionar procedimentos adicionais de manutenção de forma eficiente, tal com a análise do gás dissolvido no transformador.

A Fig. 10 mostra um exemplo de relatório de monitoramento de faltas passantes de um IED PCM.

```

=>>TFE <Enter>
Date: 01/29/2008 Time: 16:53:59
Wnding 1
Total Number of Transformer Through Faults: 2
Total Number of A Phase Through Faults: 2
Total Number of B Phase Through Faults: 1
Total Number of C Phase Through Faults: 0

Total Accumulated Percentage of Through Fault Capability:
A-Phase 41.69
B-Phase 4.55
C-Phase 0.00

Through Fault Alarm 0 0 0

Last Reset: 01/29/2008 16:48:39
# DATE TIME Duration IA IB IC A B C Alarm
(seconds) (max primary kA) (Increment %)
0 01/29/2008 16:53:26.029 1.000 3.19 3.25 0.00 4.60 4.55 0.00
1 01/29/2008 16:49:39.548 18.096 2.13 0.00 0.00 37.09 0.00 0.00

```

Fig. 10. Relatório de monitoramento de faltas passantes

Além dos aspectos de stress mecânico e térmico, as medições de umidade e gases dissolvidos no óleo e o fator de potência das buchas de alta tensão podem ser incorporadas ao sistema através da aplicação de IEDs especializados. Esses dados são adicionados ao sistema via mensagens digitalizadas entre o gateway e o IED especializado.

Usando a correlação das medições de umidade e térmicas, é possível prever a formação de bolhas que podem causar um acidente gravíssimo, assim como orientar a operação do transformador em relação à utilização de uma carga máxima otimizada e segura em tempo real.

D. Chaves Seccionadoras

As chaves seccionadoras são instaladas na subestação, usadas para reconfiguração do sistema e seguem, normalmente, a mesma filosofia de manutenção dos disjuntores (isto é, baseada no número de operações e intervalos fixos de tempo). Conforme explicado anteriormente, esta filosofia não é sempre a mais eficiente.

O monitoramento deste equipamento baseia-se principalmente nos aspectos eletromecânicos, requerendo sensores especializados para medição do posicionamento angular.

Controladores de automação programáveis (programmable automation controllers – PACs) apropriados são usados para medir a potência ativa e reativa dos motores durante a operação e receber os sinais dos sensores do posicionamento angular e o estado dos contatos auxiliares das chaves seccionadoras. Esses PACs se tornam IEDs PCM e têm que atender aos mesmos requisitos de confiabilidade dos relés de proteção.

Eles também precisam atender às mesmas exigências de alta disponibilidade, robustez para ambientes agressivos e múltiplos protocolos documentados na norma de comunicação IEC 61850. Neste cenário, os PACs são usados para monitorar o seguinte:

- Número de operações. Contadores incrementais para as operações de fechamento/abertura (close-to-open) são implementados nos controladores de forma a disponibilizar essas informações para o histórico do sistema.

- Tempo de inatividade. Monitorando a variação do número de operações, é possível para o PAC calcular o número de dias em que a chave seccionadora esteve inativa. Longos períodos de inatividade reduzem a confiabilidade da operação.
- Tempo de chaveamento para abertura e fechamento. Por meio da medição do intervalo de tempo entre o comando de abertura ou fechamento e a ativação das entradas digitais do PAC conectado aos contatos de estado da chave seccionadora, é possível calcular o tempo de operação da mesma. Desvios neste valor podem indicar problemas no mecanismo de acionamento.
- Potência média e máxima do motor durante a operação. A potência do motor é medida pelo PAC através de transdutores. Essas amostras podem ser usadas para calcular os valores médio e máximo. Quando a tendência desses dois parâmetros for dirigida para cima, isso pode indicar problemas mecânicos na estrutura ou uma falha no motor.
- Posição angular. O PAC fornece essas informações para avaliação usando os sensores de posicionamento angular. Se o ângulo registrado ultrapassar a posição nominal, isso é indicativo de uma sobrecarga da estrutura mecânica e motor. Por outro lado, se o ângulo for menor, isso pode indicar falha na operação.

A Fig. 11 mostra um diagrama básico de conexão para as funções de monitoramento apresentadas acima.

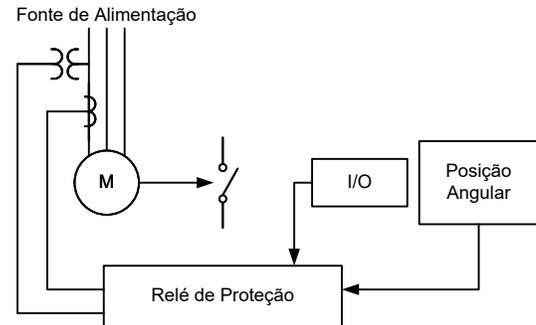


Fig. 11. Diagrama básico de conexão para monitoramento de chaves seccionadoras

V. PREMISSAS PARA O DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA DE MONITORAMENTO DE SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO

Conforme mostrado previamente, os investimentos nos sistemas de monitoramento de subestações são essenciais para a criação de uma manutenção preditiva confiável; contudo, os sistemas *stand-alone* são complicados e caros, além de somente serem viáveis para subestações de grande porte, mesmo que estejam se tornando essenciais para as subestações de distribuição menores [4].

Agora que já conhecemos a estrutura da rede SAS existente em uma subestação e as funcionalidades de monitoramento presentes em alguns IEDs PCM, é óbvio que um sistema de

monitoramento economicamente viável pode ser desenvolvido usando-se a estrutura da rede e os dados fornecidos, além de manter a mesma confiabilidade, independentemente do tamanho da instalação.

Portanto, os requisitos para implementação de um SMS que aproveite efetivamente as capacidades de monitoramento do SAS são definidos conforme indicado a seguir:

- Desenvolvimento de um sistema de monitoramento dedicado ao gerenciamento da manutenção, separado funcionalmente do sistema de operação em tempo real.
- Utilização dos IEDs PCM com funções de monitoramento como uma fonte de dados.
- Utilização da infra-estrutura da rede de comunicação já instalada ou fornecida para a subestação como resultado da digitalização do SAS.
- Baixo custo de investimento, tornando a instalação viável em qualquer subestação.
- Alta confiabilidade e disponibilidade dos dados.

Os requisitos do software para implementação do SMS são os seguintes:

- Integração com a rede Ethernet.
- Acesso remoto à web via intranet ou Internet sem a necessidade de software adicional e independente de um sistema operacional.
- Utilização de uma base de dados unificada.
- Análise gráfica com linhas de tendências.
- Disponibilidade de dados de históricos, análise e alarmes.
- Valores registrados para emissão de avisos de anomalias ou alarmes para cada variável.
- Envio de alarmes através de e-mail, mensagem de voz ou mensagem de texto para telefones celulares.
- Cadastro de usuários com acesso via nível hierárquico e senha (password).

VI. DESENVOLVIMENTO DO SMS

A. Módulos Funcionais do Software

Com o cenário e requisitos bem definidos, o SMS (Sistema de Monitoramento de Subestações) foi desenvolvido usando-se a seguinte estrutura básica apresentada na Fig. 12, criada no servidor de manutenção local:

- Concentrador de dados. Este é o módulo funcional responsável pela coleta de informações dos IEDs através dos protocolos TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol) ou comunicação serial. Ele utiliza os principais protocolos do mercado, tais como DNP3, Modbus[®], IEC 60870, IEC 61850 e OPC.
- SMS manager: Este é responsável pelo gerenciamento de todos os módulos funcionais do sistema. Usando conceitos de computação distribuída, ele garante total modularidade, visando a expansão do sistema.

- Banco de dados: Este centraliza as informações de todo o sistema. Com o objetivo de reduzir os custos, use soluções de bancos de dados que apresentam excelente desempenho e são isentas de licença. As instalações de grande porte podem utilizar servidores SQL mais robustos.
- SMS publisher: Este módulo é responsável pela publicação das informações do sistema contidas no banco de dados através da interface web. Ele utiliza uma arquitetura multicamadas com interfaces AMQP (Advanced Message Queuing Protocol) e *Buffers Protocol* amplamente utilizadas nas aplicações da web *online*.
- SMS engine: Este módulo é o cérebro de todo o sistema de monitoramento e é responsável por toda a inteligência das rotinas de monitoramento. Basicamente, ele coleta as informações do banco de dados, efetua o processamento das mesmas e coloca os resultados novamente no banco de dados usando o SMS Manager, que as publica indiretamente nas telas do SMS Publisher. Este módulo também é responsável pela execução de análises automáticas e emissão de alarmes.

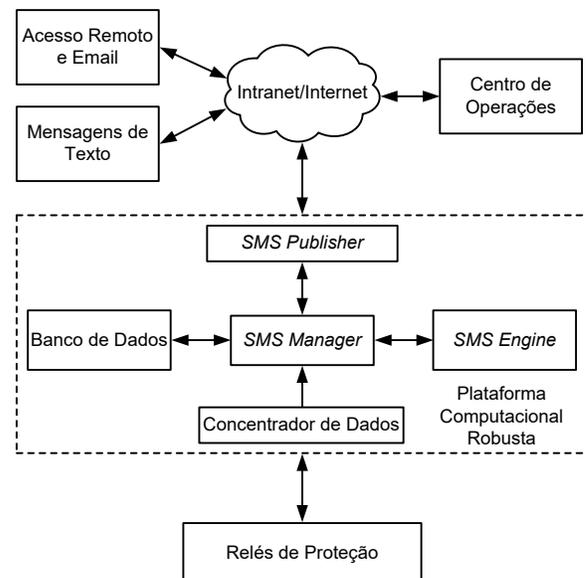


Fig. 12. Estrutura básica dos dados do SMS

B. Análise Automática do SMS Engine

Além de fornecer ao usuário as ferramentas para análise dos dados do monitoramento dos equipamentos, o SMS também efetua análises automáticas préprogramadas.

Para cada novo valor das variáveis monitoradas, o SMS Engine utiliza métodos estocásticos para prever o valor após um número programado de dias futuros. Se este valor ultrapassar níveis programados, uma notificação é gerada. A notificação pode ser um alarme ou um alerta de anomalia,

onde o primeiro alerta refere-se a um cenário de operação anormal e o segundo é indicativo de uma falha que impede o funcionamento do equipamento.

Com o objetivo de controlar a geração de um número excessivo de notificações, o SMS tem a opção de gerar somente um alarme de cada tipo de notificação dentro de um intervalo de 24 horas. Ou seja, uma vez que um alarme é gerado para uma determinada variável, somente após 24 horas outro pode ser gerado. Contudo, se o alarme evoluir para um alerta de anomalia, este será gerado mesmo se o intervalo entre os alertas for menor.

C. Servidor de Manutenção Local

O servidor de manutenção local utilizado é baseado numa plataforma computacional robusta, que atende à norma IEEE 1613, não possui partes móveis e tem um MTBF (mean time between failures – tempo médio entre falhas) alto quando comparado às plataformas de computação convencionais.

Para atender à premissa de usar a mesma rede de comunicação existente na subestação, a plataforma computacional inclui portas seriais EIA-232 e portas Ethernet.

Uma variedade de protocolos e portas de comunicação permite uma ampla aplicação do hardware e fácil integração com qualquer sistema de comunicação existente na subestação. A Fig. 13 mostra o servidor de manutenção local contendo o SMS integrado sem qualquer alteração na rede de comunicação apresentada anteriormente na Fig. 2.

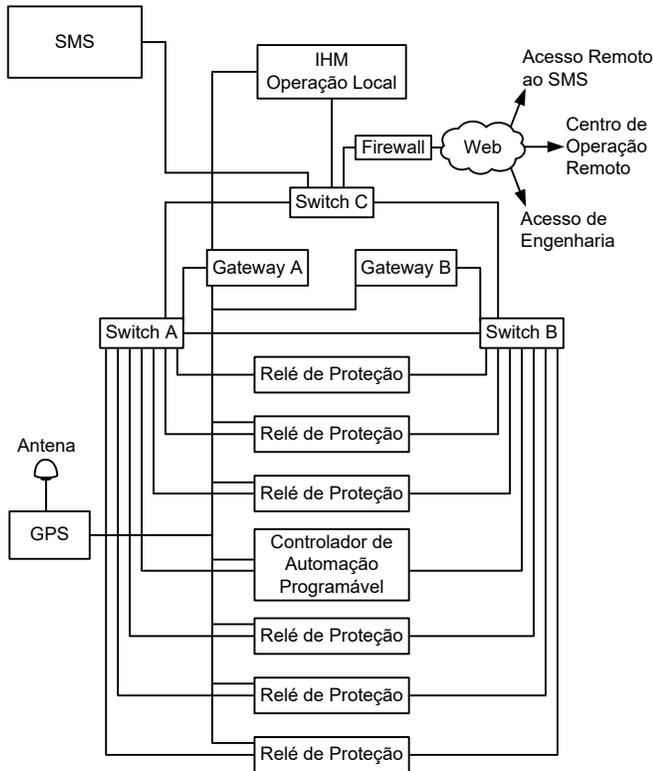


Fig. 13. Exemplo do SMS integrado na subestação

Os engenheiros e aqueles responsáveis pela manutenção desses equipamentos acessam as informações localmente no SMS Manager ou remotamente através da web via intranet ou Internet. Considerando o acesso através do centro de manutenção, a instalação de um software adicional não é necessária porque o SMS foi criado independentemente do sistema operacional. O SMS utiliza a comunicação da rede Ethernet e está em conformidade com a norma IEC 61850. Todavia, ele se adapta às subestações que ainda não estão de acordo com a norma devido à flexibilidade e estrutura de múltiplos protocolos existente no sistema.

VII. RACK DE SIMULAÇÃO E TESTE

Para testar o SMS, uma réplica simples de um sistema de proteção, controle e supervisão de uma subestação típica foi criada em um laboratório de proteção e automação. Alguns disjuntores, chaves seccionadoras, sensores e outros equipamentos foram simulados para reproduzir as condições normais de operação de uma subestação. O diagrama unifilar da subestação hipotética utilizada está mostrado na Fig. 14.

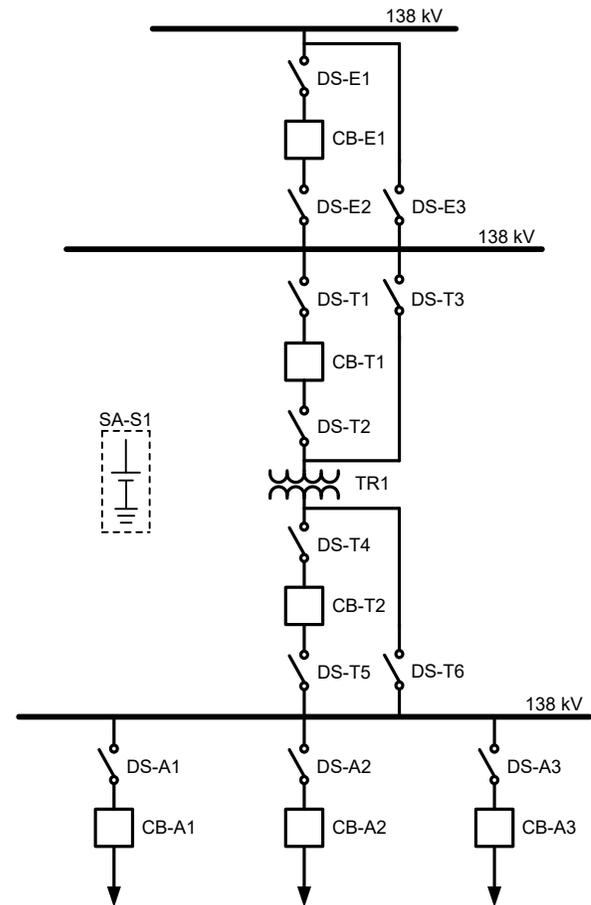


Fig. 14. Diagrama unifilar da subestação usada para simulação e teste

Os equipamentos monitorados desta subestação estão mostrados na Tabela I.

TABELA I
EQUIPAMENTOS MONITORADOS NO RACK DE SIMULAÇÃO E TESTE

Tag	Equipamento	Monitoramento
CB-E1	Disjuntor de entrada	Número de operações
		Tempo de operação mecânica
		Tempo de carregamento da mola
		Desgaste dos contatos do disjuntor
DS-T1	Chave seccionadora	Número de operações
		Discrepância de posição
		Potência do motor
CB-T1	Disjuntor de alta tensão do transformador	Número de operações
		Tempo de operação mecânica
		Tempo de carregamento da mola
		Desgaste dos contatos do disjuntor
TR1	Transformador de potência	Temperatura do transformador
		Eficiência da ventilação forçada
		Fator de aceleração do envelhecimento da isolação
		Estimativa de vida útil da isolação
CB-A1	Disjuntor do alimentador	Número de operações
		Tempo de operação mecânica
		Tempo de carregamento da mola
		Desgaste dos contatos do disjuntor
SA-S1	Serviço auxiliar da subestação	Tensão Vcc (+)
		Tensão Vcc (-)
		Nível da tensão Vcc
		Deteção de corrente de fuga à terra
		Ripple ca no retificador

Para complementar a plataforma de simulação e teste, um programa de software foi desenvolvido para gerar dados históricos a serem inseridos no SMS. Este software simula a saída do concentrador de dados, aplicando os dados gerados de todas as variáveis do sistema baseados em regras de intervalo de tempo e tendências selecionadas pelo usuário diretamente no SMS Manager.

A Fig. 15 mostra a tela inicial do SMS com as opções de navegação disponíveis para o usuário e a classificação dos níveis de acesso do usuário.

A Fig. 16 exibe uma análise, efetuada pelo usuário, do monitoramento da temperatura mais alta (hot-spot) e temperatura máxima permitida de um transformador. Os comentários relacionados à análise, escritos pelo usuário responsável pela abertura do processo, são armazenados no banco de dados do sistema e podem ser visualizados por outros usuários.

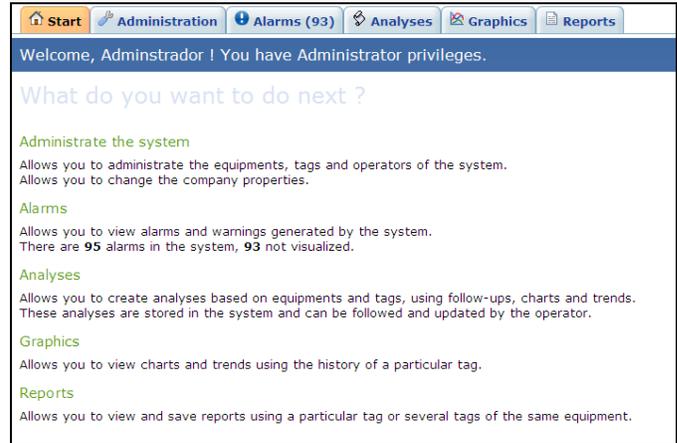


Fig. 15. Tela inicial do SMS

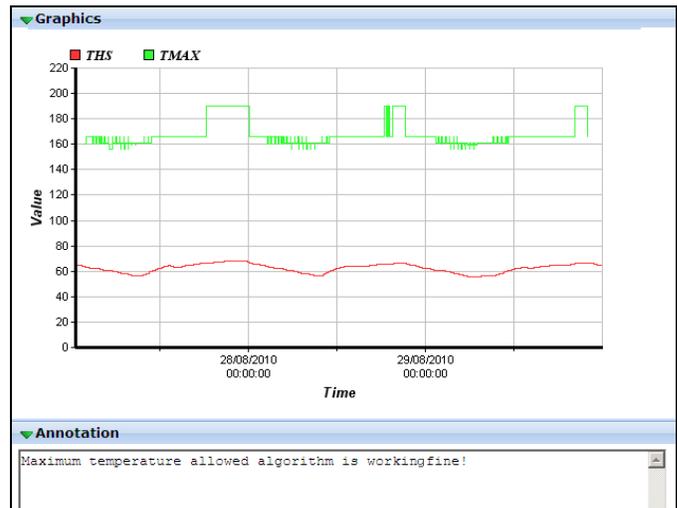


Fig. 16. Gráfico e análise

A Fig. 17 mostra a criação de uma linha de tendência para análises futuras através da projeção de pontos da perda de vida útil total da isolação dos enrolamentos de um transformador. Esta ferramenta permite uma estimativa da data da manutenção do equipamento sem efetuar desligamentos ou manutenção desnecessária.

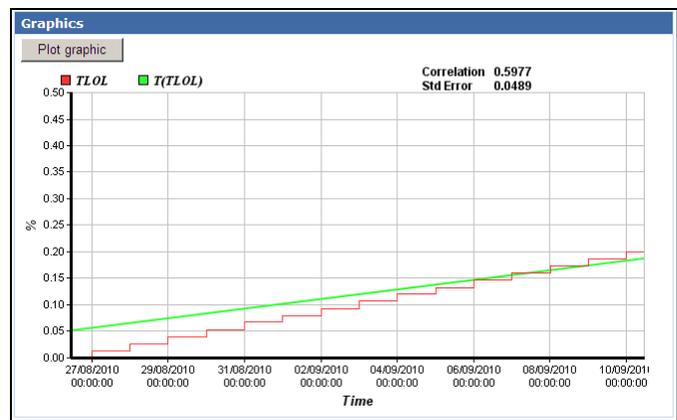


Fig. 17. Análise de tendência

VIII. CONCLUSÕES E RESULTADOS

Os sistemas de monitoramento são ferramentas essenciais para que as empresas de distribuição possam cada vez mais modernizar as técnicas de manutenção e migrar para uma manutenção preditiva inteligente e otimizada. Os investimentos efetuados na aquisição de sistemas de monitoramento de equipamentos de subestações agregam custos adicionais à manutenção e operação; logo, a minimização desses custos consiste num enorme desafio.

O SMS é uma solução de baixo custo para a implementação da infra-estrutura de comunicação nas subestações que usam os protocolos IEC 61850, onde o cabeamento Ethernet já existe, viabilizando sua aplicação em subestações de qualquer porte e nível de tensão.

O SMS usa as informações fornecidas pelos IEDs e aproveita a estrutura da rede de comunicação já existente ou fornecida para o SAS da subestação. Os mesmos IEDs usados para comando, medição, proteção e controle formam a base do sistema. Eles são mais robustos e confiáveis do que outros dispositivos de monitoramento, tais como sensores ou controladores lógicos programáveis. Eles podem capturar as informações enviadas para o servidor de manutenção, que por sua vez executa cálculos e alimenta o banco de dados. Essas funções são executadas porque os IEDs estão acoplados aos equipamentos principais via TCs, TPs, RTDs, e outros.

Após a experiência prática efetuada em um laboratório, usando um rack para simulação e teste de uma subestação, os resultados foram totalmente satisfatórios, demonstrando que o sistema proposto é economicamente viável e fácil de ser implementado.

O SMS contribui para o planejamento da manutenção e conseqüente redução de custos operacionais indesejáveis, tais como horas extras das equipes de trabalho, além de influenciar outros custos relacionados ao desempenho dos equipamentos através de prognósticos de eventos precisos e confiáveis.

Uma análise de custos mostra que o investimento para adicionar um SMS a uma rede SAS para modernização das práticas de manutenção representa um pequeno custo incremental de 10 a 15% do custo inicial da digitalização de uma subestação de distribuição de pequeno porte. Para uma subestação maior e mais complexa, o investimento para implementação do SMS consiste num custo incremental ainda menor.

IX. REFERÊNCIAS

- [1] S. Kimura, A. Rotta, R. Abboud, R. Moraes, E. Zanirato, and J. Bahia, "Applying IEC 61850 to Real Life: Modernization Project for 30 Electrical Substations," proceedings of the 10th Annual Western Power Delivery Automation Conference, Spokane, WA, April 2008.
- [2] L. Ayers and D. Dolezilek, "Using Dynamic Real-Time Substation Information to Reinvent Asset Management," proceedings of the 3rd Annual Western Power Delivery Automation Conference, Spokane, WA, April 2001.

- [3] D. Dolezilek, "Understanding, Predicting, and Enhancing the Power System Through Equipment Monitoring and Analysis," proceedings of the 2nd Annual Western Power Delivery Automation Conference, Spokane, WA, April 2000.
- [4] R. Bernardes and F. Ayello, "PQMS – Power Quality Monitoring System: Improve Power Systems Through IEDs," proceedings of the 20th Annual International Conference on Electricity Distribution, Prague, Czech Republic, June 2009.

X. BIOGRAFIAS

Geraldo Rocha recebeu seu diploma de engenharia elétrica em 2001 da Universidade Estadual Paulista, Campus de Bauri, e se especializou em proteção de sistemas de potência na Universidade Federal do Rio de Janeiro. Ele trabalhou como engenheiro de proteção e automação na CPFL Geração de Energia SA, onde suas responsabilidades incluíam manutenção, comissionamento, especificação e estudos de proteção e automação de usinas hidroelétricas. Em 2007, ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. como engenheiro de aplicação, cobrindo todo o Brasil. Suas responsabilidades incluem treinamentos e suporte aos clientes nos serviços de automação e proteção de subestações, envolvendo as áreas de geração, transmissão e distribuição.

David Dolezilek recebeu seu BSEE da Montana State University e é o diretor de tecnologia da Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Ele tem experiência em proteção, automação e integração de sistemas de potência, bem como em sistemas de comunicação, controle, SCADA e EMS. É autor de diversos artigos técnicos e continua a efetuar pesquisas em tecnologias inovadoras de interesse para nossa indústria. David é um inventor patenteado e participa de diversos grupos de trabalho e comitês técnicos. É membro do IEEE, IEEE Reliability Society, grupos de trabalho do CIGRE, e dois Comitês Técnicos da International Electrotechnical Commission (IEC) para segurança e padronização global de sistemas e redes de comunicação de subestações.

Fernando Ayello recebeu seu diploma de engenharia elétrica da Universidade Municipal de Taubaté em 1981 e seu mestrado em engenharia elétrica da Escola Federal de Engenharia de Itajubá em 1985, e o certificado de pós-graduação em Marketing da Fundação Getúlio Vargas em 2000. Entre 1985 e 1991, ele trabalhou como engenheiro de proteção na CPFL Energia, onde foi responsável pelos estudos e análises de sistemas de proteção. Entre 1991 e 1995, trabalhou como engenheiro de vendas na divisão de relés de proteção da ABB e, entre 1995 e 2000, como engenheiro de marketing na área de relés de proteção e medidores de qualidade de energia da Schneider Electric Brasil. Desde 2000, trabalha na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., ocupando o cargo de gerente regional de vendas e marketing do Brasil. Ele é autor de inúmeros artigos técnicos publicados em seminários e conferências nacionais.

Carlos Oliveira recebeu seu diploma de engenharia elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora em 2001 e seu mestrado em engenharia elétrica da mesma instituição em 2003. Entre 2003 e 2007, trabalhou como engenheiro de automação na ATI/ATITEL, Ltda, no desenvolvimento de hardware e software para automação da distribuição. Desenvolveu um *driver* de comunicação do protocolo DNP3, um sistema de detecção de faltas para uma unidade terminal remota instalada em um poste, e uma linguagem de programação IEC 61131 para sistemas incorporados. Desde 2008, trabalha como engenheiro de aplicação na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., nas funções associadas aos protocolos de comunicação, integração do IEC 61850 e sistemas de gerenciamento de ativos.