

# SUPERVISÃO, CONTROLE E AUTOMACÃO DE SISTEMAS



# Comparação de Controladores Fuzzy Aplicados ao Controle Secundário do Sistema Amapá

C. E. U. Costa, UFPA (ceueno@uol.com.br); R. N. Machado CEFET-PA (nonatomac@ig.com.br); J. A. L. Barreiros, UFPA (barreiro@ufpa.br); U. H. Bezerra, UFPA (bira@ufpa.br); A. M. D. Ferreira, CEFET (andre@amazon.com.br); W. B. Júnior, UFPA (walbarra@ufpa.br); C. Tavares-da-Costa, UFPA (cartav@ufpa.br); J. P. B. Vieira, UFPA (jpaulovieira@bol.com.br); B. Rodrigues, ELETRONORTE (rodrigues@eln.gov.br); N. Bramatti, ELETRONORTE (bramatti@eln.gov.br) e P. W. B. Duarte, ELETRONORTE (wenilton@eln.gov.br)

## RESUMO

Este trabalho apresenta a comparação entre os desempenhos de um controlador fuzzy Supervisório PID, um controlador fuzzy e um controlador PID a parâmetros fixos para o controle carga-freqüência de um sistema elétrico de potência real, representado pelo sistema de geração e transmissão da Eletronorte no Estado do Amapá. No controlador fuzzy supervisório PID, regras fuzzy são utilizadas para determinar os parâmetros ( $k_p$ ,  $k_i$  e  $k_d$ ) do PID, no controlador fuzzy as regras fuzzy são utilizadas para gerar um sinal de controle em função do sinal de desvio de freqüência e da derivada do desvio de freqüência do sistema analisado. Um programa de simulação para sistemas elétricos de potência multimáquinas foi desenvolvido em ambiente MATLAB/SIMULINK para representar o sistema de potência real. Modelos do sistema real são utilizados no simulador e os desempenhos dos controladores fuzzy são comparados com um controlador PID a parâmetros fixos e mostrados no presente artigo.

## PALAVRAS-CHAVE

Controle carga-freqüência, Lógica Fuzzy, Controle Fuzzy, Sistemas de Potência.

## I. INTRODUÇÃO

Para uma operação segura e confiável de sistemas elétricos de potência é necessário que um conjunto de controladores funcionem de forma eficiente. Dentre essas malhas de controle, uma de grande importância é a malha de controle carga-freqüência cujo objetivo principal é satisfazer aos requisitos clássicos em um sistema elétrico isolado ou interligado, que são: através da ação permanente de sistemas de controle, manter o erro de freqüência dentro de limites bastante estreitos; e, para um sistema interligado, manter também o fluxo programado de potência entre as áreas, quando ocorrem perturbações de carga no sistema. (Vieira Filho, 1984 e Fosha e Elgerd, 1970).

Este trabalho conta com o apoio financeiro da ELETRONORTE via o programa P&D da ANEEL referente ao ciclo 2000-2001, e apresenta resultados da execução do projeto de pesquisa "Controle Coordenado das Usinas Térmicas e Hidráulicas do Sistema de Geração do Amapá", em desenvolvimento pelo NESCE/UFPA – Núcleo de Energia, Sistemas e Comunicação do Departamento de Engenharia e Computação da Universidade Federal do Pará em parceria com a Regional do Amapá da ELETRONORTE.

Os controladores do tipo PID, com parâmetros fixos, ainda são os mais utilizados para esta função, devido a sua simplicidade de implementação. Esses controladores são geralmente projetados para um determinado ponto de operação e normalmente apresentam bom desempenho em condições operacionais semelhantes àquela do projeto. Porém, quando ocorrem mudanças maiores no ponto de operação do sistema, o controlador pode não mais apresentar um desempenho satisfatório diante da nova condição operacional (Talaq e Al-Basre, 1999). Dessa forma, para manter um bom desempenho numa ampla faixa de operação é necessário que, diante de uma mudança no ponto de operação, o controlador possa ter seus parâmetros automaticamente ajustados para o novo estado do sistema adaptando-se às alterações que ocorrem no sistema.

A lógica fuzzy vem sendo utilizada no desenvolvimento de controladores devido a sua característica da ação de controle fuzzy poder ser descrita de modo qualitativo, ou seja, uma ação que muitas vezes é realizada por um operador experiente do sistema torna-se difícil de se transformar em uma equação matemática, mas pode ser facilmente implementada por uma expressão qualitativa na lógica fuzzy.

A teoria de sistemas fuzzy, devido proporcionar a possibilidade de supervisão inteligente, baseada apenas em informações qualitativas sobre a operação do sistema, surge como uma interessante alternativa a ser investigada no controle carga-freqüência de sistemas de potência. A razão disso é que, com o emprego de um esquema de supervisão fuzzy, é possível até mesmo prescindir de identificadores recursivos operando on-line, como ocorre na maioria dos controladores adaptativos do tipo auto-ajustável.

Com base nas características acima citadas dos sistemas Fuzzy, neste artigo compara-se a utilização de um esquema de controle discreto fuzzy e um controlador PID com supervisão fuzzy para o controle suplementar carga-freqüência do sistema de geração do Amapá, da ELETRONORTE, visando a avaliação de alternativas para a implantação no sistema real de uma malha de controle secundário digital para o controle conjunto das unidades geradoras, objetivando corrigir automaticamente os desvi

os de frequência. Os resultados mostrados neste trabalho referem-se aos estudos preliminares feitos através de simulação dinâmica do sistema, utilizando um programa multimáquinas desenvolvido em ambiente MATLAB/SIMULINK. Nestes estudos, os geradores do sistema foram representados por modelos não-lineares de 5ª ordem e as cargas como impedâncias constantes. Para a obtenção de resultados mais próximos da realidade, os modelos utilizados para os reguladores de tensão e velocidade do sistema são bastante detalhados, seguindo-se os dados fornecidos pela empresa.

Para efeito de análise, o desempenho dos controladores baseados em lógica fuzzy são comparados com o desempenho de um controlador PID a parâmetros fixos, bem ajustado (Angst et al, 2001). Resultados de simulação mostram o desempenho desses controladores para diferentes pontos de operação.

## II. CONTROLE CARGA-FREQUÊNCIA

O controle carga-frequência em um sistema elétrico é normalmente efetuado em duas etapas, sendo que a primeira etapa é chamada de regulação primária e é realizada pelos reguladores de velocidade das unidades geradoras do sistema. A regulação primária atua no sentido de elevar ou reduzir a potência mecânica da máquina primária restabelecendo o equilíbrio carga-geração, mas permite um erro de frequência no sistema que é proporcional ao montante do desequilíbrio ocorrido.

A segunda etapa do controle carga-frequência é chamada de regulação secundária, ou controle secundário, que tem como objetivo, em sistemas isolados, manter a frequência do sistema elétrico de potência no valor nominal, eliminando desvios resultantes da ação da regulação primária.

As figuras 1 e 2 mostram os diagramas de blocos simplificados das etapas do controle carga-frequência.

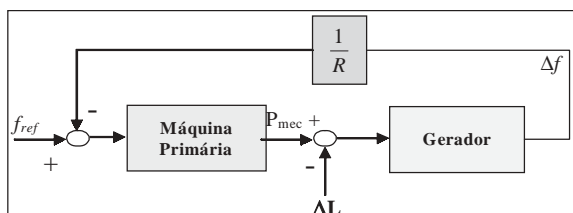


FIGURA 1. Diagrama simplificado da regulação primária.

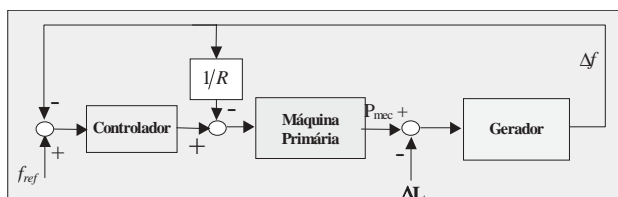


FIGURA 2 Diagrama simplificado da regulação secundária.

## III. O AMBIENTE DE SIMULAÇÃO

Para efeito de estudo dinâmico foi desenvolvido um

simulador em ambiente MATLAB/SIMULINK formado por um conjunto de ferramentas computacionais contendo as rotinas de integração numérica, de montagem e alteração das matrizes representativas da rede elétrica, de fluxo de carga para cálculo das condições iniciais e rotinas auxiliares para entrada de dados e apresentação de resultados.

O ambiente de simulação desenvolvido incorpora os modelos reais dos componentes do sistema de geração e transmissão do Amapá, bem como podem ser incorporados, via estudos iniciais de fluxo de carga, vários cenários de operação em regime permanente, a serem utilizados nos estudos de Controle Automático da Geração.

Como o simulador trabalha com modelos de ordem elevada (5ª ordem) para a representação das máquinas síncronas e incorpora modelos detalhados para o reguladores de tensão, ele também é apropriado para a realização de estudos transitórios devido à ocorrência de grandes perturbações, como curto-circuito e outros.

## IV. REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

Como comentado anteriormente o objetivo da regulação secundária é zerar o erro de regime de frequência que permanece no sistema após a ação da regulação primária em função de uma perturbação no sistema. Neste trabalho foram implementadas duas técnicas fuzzy para realizar esse controle, que são descritas a seguir.

### A. Controlador Fuzzy

O primeiro esquema de controle fuzzy implementado é mostrado na figura 3.

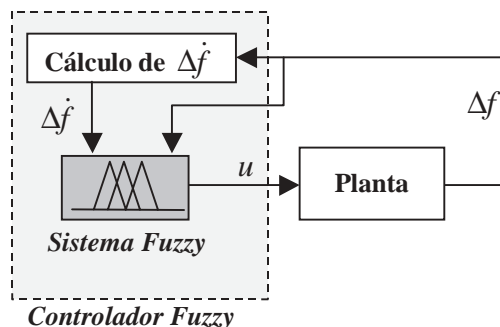


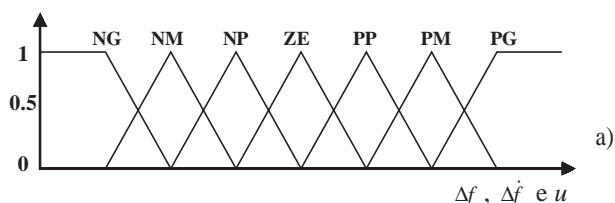
FIGURA 3. Esquema do controlador fuzzy implementado.

Como pode-se observar, o sistema fuzzy recebe como sinal de entrada o desvio de frequência ( $\Delta f$ ) e a derivada calculada do desvio da frequência ( $\Delta \dot{f}$ ). A saída do sistema fuzzy é o sinal de controle que atuará no regulador de velocidade.

Para esse controlador fuzzy, deseja-se que o sistema apresente algumas características como tempo de subida adequado, mínimo sobresinal e erro de regime nulo, ou seja, o controlador fuzzy deve ter o comportamento típico de um bom controlador PID, mas que não apresenta

parâmetros fixos e, portanto, apresenta melhor capacidade de se adaptar às alterações e não-linearidades da planta controlada.

O sistema fuzzy é representado pelas seguintes variáveis lingüísticas: NG, NM, NP, ZE, PP, PM e PG, que significam, respectivamente, negativo grande, negativo médio, negativo pequeno, zero, positivo pequeno, positivo médio e positivo grande. As funções de pertinências utilizadas, para as entradas e saídas, são mostradas na figura 4, a seguir, assim como a base de regras empregadas (Zak, 2003).



		$\Delta f'$						
		NG	NM	NP	ZE	PP	PM	PG
$\Delta f$	NG	NG	NG	NG	NG	NM	NP	ZE
	NM	NG	NG	NM	NM	NP	ZE	PP
	NP	NG	NM	NP	NP	ZE	PP	PM
	ZE	NM	NM	NP	ZE	PP	PM	PM
	PP	NM	NP	ZE	PP	PP	PM	PG
	PM	NP	ZE	PP	PM	PM	PG	PG
	PG	ZE	PP	PM	PM	PG	PG	PG

FIGURA 4. a) Funções de pertinência b) base de regras para o controlador fuzzy.

### B. Controlador PID Supervisório Fuzzy

O segundo esquema de controle implementado foi um controlador PID cujos parâmetros  $k_p$ ,  $k_i$  e  $k_d$  são ajustados a cada instante de amostragem por três sistemas fuzzy que geram os novos valores dos parâmetros  $k_p$ ,  $k_i$  e  $k_d$  do controlador. Esse ajuste é feito de acordo com os novos valores do desvio da frequência e da derivada do desvio da frequência. Este modelo de controlador é uma modificação do controlador proposto por (Zhao *et al.* 1993).

Na referência citada anteriormente, foi proposto um controlador supervisor do tipo gain-scheduling no qual são gerados três sistemas fuzzy que determinam os valores de parâmetros denominados de  $K_p'$ ,  $K_d'$  e  $\alpha$ . As variáveis fuzzy  $K_p'$  e  $K_d'$ , normalizadas entre 0 e 1, são utilizadas para se obter os ganhos proporcional ( $K_p$ ) e derivativo ( $K_d$ ), respectivamente, do controlador PID. Por outro lado, o ganho integral ( $K_i$ ) é obtido em função dos ganhos  $K_p$  e  $K_d$  e da variável fuzzy  $\alpha$ . Portanto, seu valor é dependente das possíveis variações que possam ocorrer nos ganhos proporcional e derivativo. Esta característica dificulta o ajuste dos limites das funções de pertinência ( $\Delta f$  e  $\Delta f'$ ).

Neste trabalho, também se utilizou três sistemas fuzzy,

mas cujas regras determinam, de forma direta e independente, os parâmetros do controlador PID, de acordo com os valores do desvio e da derivada do desvio de frequência, a cada instante de amostragem.

Esta relação de independência entre os parâmetros do controlador PID supervisor permitem uma maior liberdade para o ajuste das funções de pertinência de cada sistema fuzzy, sem que o ajuste de uma interfira no ajuste da outra.

O esquema para o controlador PID Supervisor Fuzzy é mostrado na figura 5.

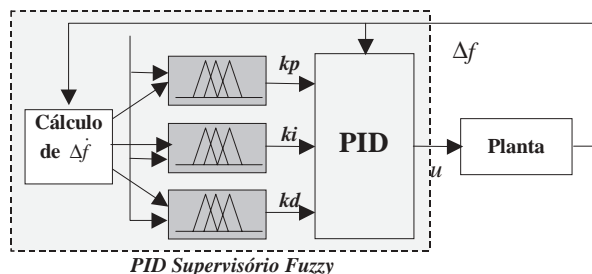


FIGURA 5. Esquema de controle para o controlador PID Supervisor Fuzzy.

## V. RESULTADOS DE SIMULAÇÕES

Os controladores fuzzy apresentados foram implementados no simulador multimáquinas desenvolvido, utilizando-se dados reais do sistema hidrotérmico do Estado do Amapá, que é constituído de 3 unidades hidráulicas sendo 2 delas de 20 MW e a terceira de 30 MW; 4 unidades diesel de 16 MW (motores Wartsilä), e 3 unidades a gás de 19 MW (máquinas LM2500) (Angs *et al.* 2001). As unidades térmicas estão instaladas em Santana, formando a UTE Santana, enquanto que as unidades hidráulicas estão na UHE Coaracy Nunes. As duas usinas são interligadas por uma linha de transmissão de 110 km em 138 kV.

Neste trabalho, foi utilizado um modelo equivalente de 4 máquinas representando o sistema de geração do Amapá, sendo duas máquinas para representar a usina hidrelétrica (UHE-CN 01 e UHE-CN 02), uma máquina equivalente para motores Wartsilä (UTE - SANTANA WARTISILA) e outra para as unidades a gás (UTE - SANTANA LM2500), que corresponde a uma configuração de operação para a rede elétrica fornecida pela empresa.

Nos resultados a serem apresentados enfatizar-se-á um aspecto típico do sistema de geração do Amapá, que é a operação em dois regimes de hidraulicidade.

No período de baixa hidraulicidade (nível baixo no reservatório), as unidades da UHE Coaracy Nunes operam nivelando a curva de carga, e conseqüentemente corrigindo os desvios de frequência ao passo que as máquinas da UTE Santana operam na base.

Essa situação se inverte no período de alta hidraulicidade (nível alto no reservatório) quando as unidades térmicas corrigem os erros de frequência e as unidades hidráulicas operam na base.

Os gráficos a seguir mostram o desempenho dos controladores fuzzy quando o sistema sofre algumas perturbações de carga. Os resultados são comparados com o desempenho de um controlador PID fixo com os valores dos parâmetros baseados nos ajustes propostos por (Angst et al, 2001).

**A. Caso base 01:**

Regime de baixa hidráulicidade com o controle secundário em uma das máquinas hídricas e perturbação de carga com aumento de 20% da carga na barra de maior carregamento do sistema. Vale ressaltar que as máquinas hídricas possuem os mesmos modelos

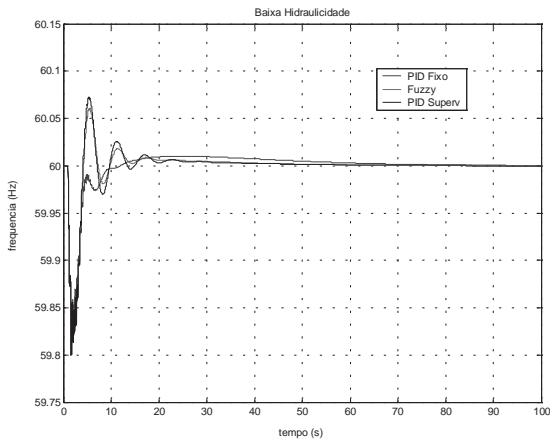


FIGURA 6. Caso base 01: Variação de frequência para aumento de 20% da carga.

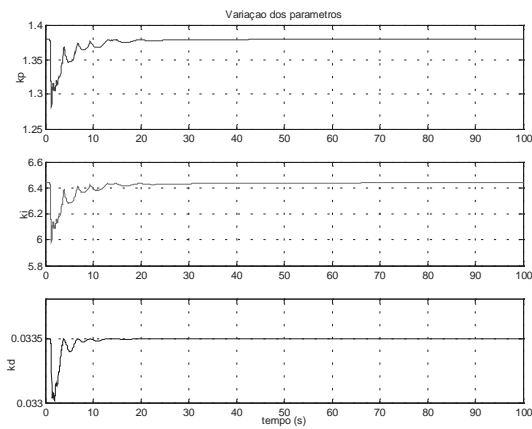


FIGURA 7. Caso base 01: Variação dos parâmetros do PID supervisorio.

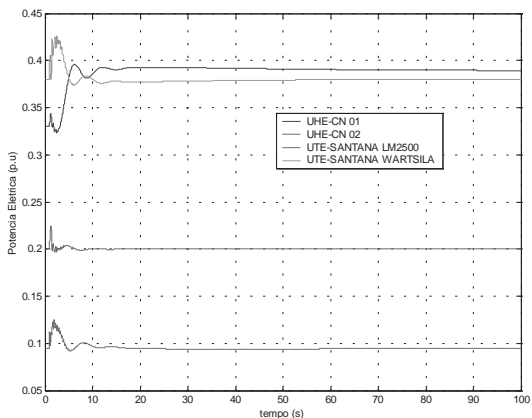


FIGURA 8. Caso base 01: Variação da potência elétrica gerada.

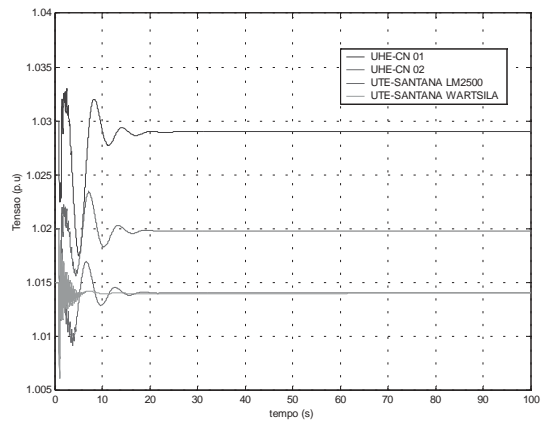


Figura 9. Caso base 01: Tensão das barras de geração.

**B. Caso base02:**

Regime de alta hidráulicidade com o controle secundário na máquina a gás LM2500, sob perturbação de carga com aumento de 20% da carga na barra de maior carregamento do sistema.

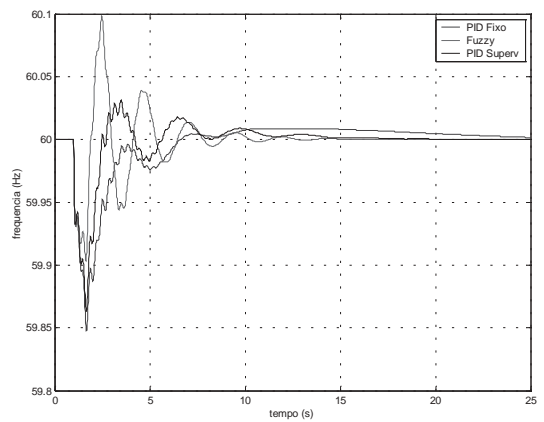


FIGURA 10. Caso base 02: Variação de frequência para aumento de carga de 20%.

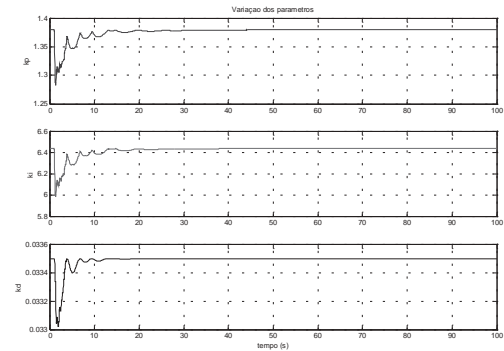


FIGURA 11. Caso base 02: Variação dos parâmetros do PID supervisorio.

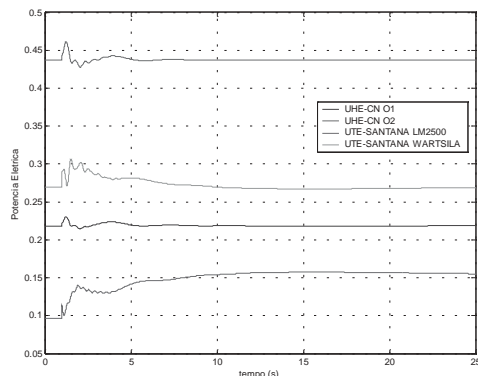


FIGURA 12. Caso base 02: Variação da potência elétrica gerada.

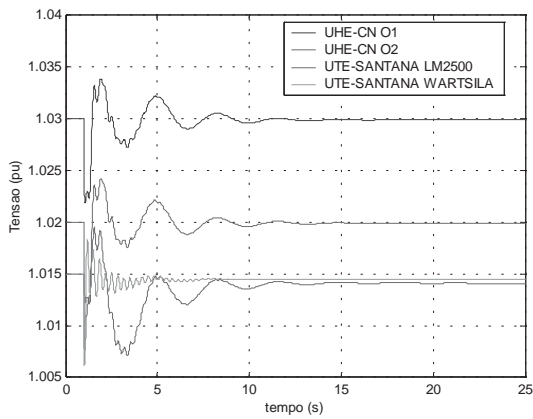


FIGURA 13. Caso base 02: Variação da tensão elétrica nas barras de geração.

### C. Caso base 03:

Regime de alta hidráulicidade com o controle secundário na máquina a diesel Wartsila e sob perturbação de carga com aumento de 20% da carga na barra de maior carregamento do sistema.

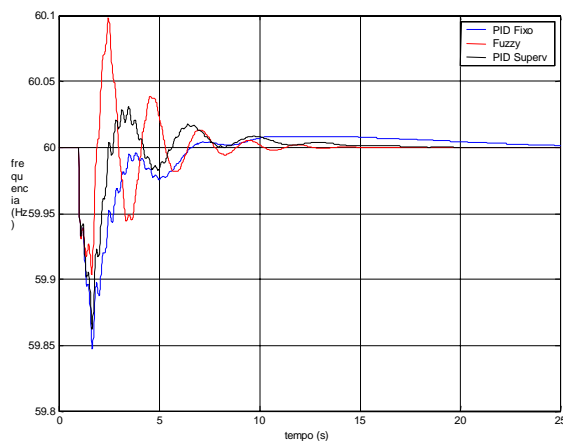


FIGURA 14. Caso base 03: Frequência para aumento na carga de 20%.

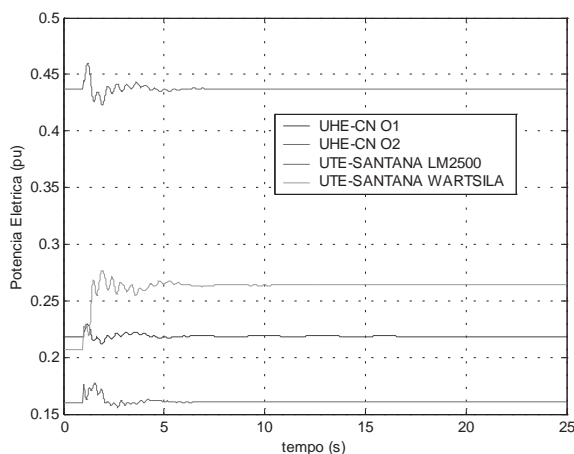


FIGURA 15. Caso base 03: Variação da potência elétrica gerada.

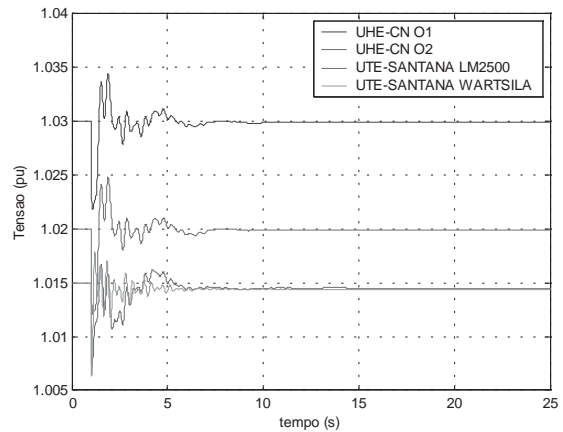


FIGURA 16. Caso base 03: Variação da tensão nas barras de geração.

## VI. ANALISE DOS RESULTADOS

Neste trabalho foram implementados dois controladores fuzzy sendo o desempenho dos mesmos comparados com o desempenho de um controlador PID a parâmetros fixos. Como pode ser observado nas curvas de frequência, os controladores fuzzy apresentam respostas mais rápidas que o controlador a parâmetros fixos, e também tempos menores de acomodação do erro de regime. Sendo que entre os controladores baseados em regras fuzzy o controlador supervisor apresenta um resultado melhor pois as excursões da frequência durante o transitório são de amplitudes menores e possuem um tempo de acomodação praticamente igual ao do controlador fuzzy e bem mais rápido que o do controlador fixo.

Observa-se também pelos resultados apresentados que quando as máquinas da UTE Santana estão responsáveis pela regulação secundária, obtém-se respostas mais rápidas e tempos de acomodação do erro de regime menores, do que quando esse controle é feito pela UHE Coaracy Nunes. Neste caso também os controladores fuzzy têm, no geral, melhor desempenho que o PID fixo.

Uma situação interessante é observada quando as máquinas Wartsila estão operando com regulação secundária de frequência. Neste caso, além de apresentarem correções rápidas do erro de frequência, também diminuem sensivelmente o tempo necessário para corrigir as variações de tensão no sistema, como pode ser visto pelos resultados apresentados na figura 16.

Analisando as curvas da potência elétrica gerada, pode-se observar que a máquina em que o controle secundário foi implementado fica na responsabilidade de assumir a variação de carga ocorrida no sistema enquanto que as demais máquinas apresentam uma pequena variação para logo em seguida retornarem ao valor inicial no regime permanente.

As figuras 7 e 11 mostram as variações dos parâmetros  $k_p$ ,  $k_i$  e  $k_d$  do controlador supervisor fuzzy, evidenciando que as variações ocorrem dentro de uma faixa pequena em relação ao valor de regime, o que demonstra a factibilidade de implementação real.

O melhor desempenho esperado para os controladores fuzzy em comparação com o controlador PID fixo, pode ser explicado devido a característica do controlador PID fixo ser projetado para um determinado ponto de operação, sendo que para essa situação esse controlador apresenta uma ótima resposta, porém quando ocorrem alterações no sistema que o levam para outro ponto de operação, o controlador fixo pode não apresentar um bom desempenho e um controlador cujos ajustes dos parâmetros é feito com base nas variações do sistema, como é o caso do controlador supervisorio fuzzy, passa a apresentar um desempenho melhor em função dessa característica.

Simulações mais exaustivas, varrendo um grande número de cenários de operação para o sistema do Amapá ainda devem ser realizadas para a obtenção de conclusões mais consolidadas com relação ao desempenho dessas estratégias de controle, porém os resultados preliminares aqui apresentados são animadores e estimulam a busca de novas experimentações.

## VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] C. Angst, F. Damasceno, e H. M. N. Brito, "Controle de frequência e potência ativa em sistemas hidrotérmicos isolados" – IX ERLAC., 2001
- [2] J. Talaq, e F. Al-Basre . Adaptive Fuzzy Gain Scheduling for Load Frequency Control. IEEE Transactions on Power Systems, 14(1): 145-150, 1999.
- [3] Z. Zhao, M. Tomizuka, e S. Isaka, "Fuzzy Gain Scheduling of PID Controllers", IEEE Transactions on Systems Man. and Cybernetics, 23(5):1392-1398, 1993.
- [4] C. E. Fosha, e O. I. Elgerd, "Optimum Megawatt-Frequency Control of Multiarea Electric Energy Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 89:556-563, 1970.
- [5] K. J. Aström, e B. Wittenmark, "Computer-Controlled Systems: Theory and Design" 3ª Ed.. Ed. Prentice-Hall., 1998
- [6] X. Vieira Filho, "Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração", Ed. Campus. Rio de Janeiro, 1984
- [7] S. H. Zak., Systems and Control, Oxford University Press, New York, 2003.
- [8] Mathworks - Simulink: "Dynamic System Simulation for MATLAB" - The MathWorks Inc., 1998.



# Concentrador de Comunicação e Chaveador DNP3 para Subestações

M. B. Pereira, E. Araujo, ENAUTEC e F. Santana, COELBA

## RESUMO

Este artigo descreve o Concentrador de Comunicação e Chaveador DNP3 para Subestações, equipamento protótipo que possui duas funções distintas: a) interligar a comunicação de dados entre relés digitais de uma subestação de energia elétrica com um Centro de Controle distante; b) chavear a comunicação em protocolo DNP V3.0 entre relés digitais e uma remota. São descritos os aspectos físicos, de projeto, funcionalidade, e resultados alcançados com o protótipo em testes de laboratório e de campo.

## PALAVRAS-CHAVE

Automação, Chaveador, Comunicação, Protocolo DNP V3.0, Subestações de Energia.

## I. INTRODUÇÃO

A Coelba (Companhia de Eletricidade da Bahia) desenvolve atualmente um grande programa de automação, que combina o uso intensivo de equipamentos inteligentes (IEDs – *Intelligent Equipment Devices*), em Subestações de Energia (SEs), com capacidade de comunicação através de fibra ótica. Para utilizar esses equipamentos, a Coelba definiu sua estratégia de comunicação com as SEs, dividindo-a em três sistemas: Sistema de Operação, Sistema de Manutenção e Engenharia e Sistema de Medição para faturamento.

O Sistema de Operação tem uma rede de comunicação exclusiva, interligada aos Centro de Operação (COS). Nessa rede trafegam continuamente os dados de operação dos IEDs. Dentro de cada SE, os IEDs são conectados a uma remota – cuja função é coordenar os IEDs, – utilizando o protocolo padrão DNP versão 3.0 (ou DNP3). Essa conexão é feita por meio de um concentrador de linhas passivo. Trata-se de uma solução de baixo custo que permite interligar 12 ou mais IEDs a um único canal de comunicação da remota, porém ocasionalmente ocorrem colisões entre mensagens nesse compartilhamento de linhas, prejudicando a comunicação. Além disso, todos os equipamentos que compartilham o canal devem usar os mesmos parâmetros para comunicação, provocando, por exemplo, que um IED que só é capaz de se comunicar a 4800 bauds force todos os outros equipamentos a comunicarem nessa mesma velocidade.

A rede de comunicação para o Sistema de Manutenção e Engenharia não precisa de conexão 24 hs e pode até mesmo utilizar linhas telefônicas da rede pública. Este sistema – que é ligado ao Centro de Gestão da Proteção (CGP)

– visa o acesso aos diversos IEDs da SE para funções específicas de manutenção, configuração, solicitação e coleta de dados para estudos de engenharia.

É no contexto do COS e do CGP que se insere o projeto do Concentrador de Comunicação e Chaveador DNP3 para Subestações – ou Concentrador, para ser breve, – o qual teve como objetivo o desenvolvimento de um protótipo capaz de resolver dois relevantes problemas da Coelba:

1. Dispor de um método que reduza ou elimine as colisões no canal partilhado de comunicação da remota com um certo número de IEDs.
2. Dispor de um equipamento nacional com excelente relação custo-benefício que permita a comunicação entre IEDs – localizados em SE – com um Centro de Gestão da Proteção (CGP) distante.

## II. DESENVOLVIMENTO DO PROJETO

Ficou então decidido – para atender os objetivos propostos para o projeto – que o Concentrador desempenharia duas funções:

- operar num *modo chaveador DNP3*, em que seja possível transferir quadros DNP3 entre uma remota e até 16 IEDs, todos usando DNP3;
- operar num *modo transparente*, por meio do qual um IED por vez, dentre até 16 IEDs conectados ao concentrador, possa comunicar com o CGP usando protocolo proprietário.

A figura 1 mostra como o Concentrador se encaixa no sistema da Coelba.

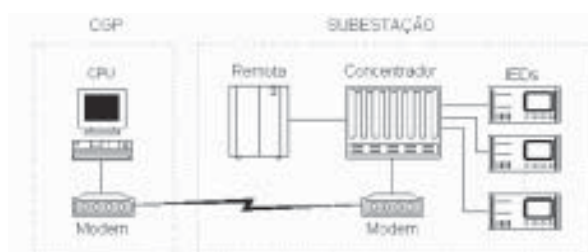


FIGURA 1. Utilização do Concentrador

Por opção de projeto, ficou decidido que o protótipo do Concentrador não iria operar simultaneamente no modo chaveador DNP3 e no modo transparente, isto é, com algumas portas transportando mensagens DNP3 ao mesmo tempo em que uma outra porta transporta mensagens de protocolo proprietário.

Outra observação relevante, diz respeito às portas de comunicação dos IEDs utilizados na automação de SEs da Coelba. Eles dispõem de no mínimo duas: uma dedicada à operação e utilizando protocolo DNP3, e a outra dedicada à configuração do aparelho e utilizando protocolos proprietários. Para a completa flexibilidade de uso do Concentrador, cada conexão de IED mostrada na figura 1 seria na realidade duplicada, ou seja, as duas portas de cada IED seria conectado à duas portas do Concentrador e, portanto, o Concentrador poderia atender completamente até 8 IEDs.

Para a escolha entre os modos de operação do Concentrador, foi criado um *modo configurador*, que também permite a configuração dos parâmetros de comunicação das portas seriais.

Definida a funcionalidade do Concentrador, o próximo passo foi a definição do *hardware* do protótipo. A figura 2 mostra o diagrama de blocos da plataforma de desenvolvimento.

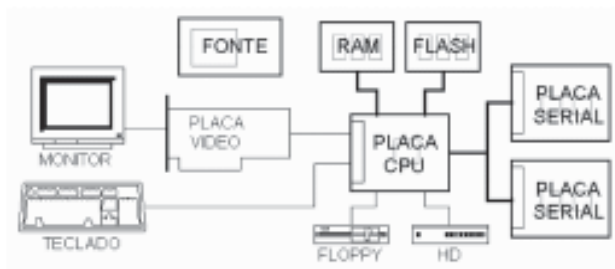


FIGURA 2. Diagrama de blocos da plataforma de desenvolvimento

A utilização da placa de vídeo, monitor, teclado, disco rígido, leitor de disco flexível, além da placa CPU, que é compatível com o padrão de computadores PC x86 de 32 bits, facilitaram enormemente o desenvolvimento do protótipo. O protótipo em si consiste apenas na placa CPU, duas placas seriais (cada uma com oito portas), memórias RAM e flash, e fonte de alimentação.



FIGURA 5. Placas CPU e serial

Para o ambiente operacional da placa CPU foi utilizado um sistema compatível com o DOS. Os programas foram desenvolvidos em linguagem C, integralmente dentro da plataforma de desenvolvimento.

### III. DESCRIÇÃO DO PROTÓTIPO

Para atender os requisitos do projeto, foi desenvolvido um protótipo do Concentrador acondicionado em gabi-

nete padrão de 19 polegadas ( figuras 3 e 4).

No painel traseiro estão disponíveis 18 conectores para ligação serial padrão RS232, sendo os dois primeiros (canto superior esquerdo da figura), correspondentes às portas de comunicação nº 1 e nº 2 (COM1 e COM2) reservados para conexão com o CGP e a remota, respectivamente. Do lado esquerdo estão disponíveis os conectores para monitor e teclado.



FIGURA 3. Vista frontal do protótipo



FIGURA 4. Vista traseira do protótipo

O disco rígido, o leitor de disco flexível, e a placa de vídeo ficam acondicionados no interior do gabinete apenas durante o período de desenvolvimento do programa do Concentrador. Após desenvolvido, o programa é copiado para a memória flash, e o protótipo não mais precisa do leitor de disco flexível, do disco rígido, placa de vídeo, monitor e teclado, podendo os mesmos serem retirados. Essa característica é que torna a plataforma de desenvolvimento (ou protótipo) extremamente flexível na sua utilização, pois pode-se retirar ou acrescentar os componentes citados conforme se queira ou se necessite.

As placas CPU e seriais (vide figura 5) utilizam o padrão industrial PC/104, que foi escolhido por ser muito difundido para aplicações embutidas (*embedded*) que usam microcomputador.

Na placa CPU ficam encaixadas as memórias RAM e flash. A placa serial disponibiliza oito seriais padrão RS232. O modo de conexão dessas placas é efetuado por empilhamento, permitindo um alto grau de compactação.

Um outro item acrescentado ao protótipo para auxiliar o desenvolvimento, foi um extensor de barramentos de PC/104 para um *backplane* ISA com 3 slots. Isso torna possível a utilização de placas padrão ISA, como foi o caso da placa de vídeo.

#### IV. TESTES REALIZADOS

Foram realizados vários testes do protótipo do Concentrador na Coelba, funcionando tanto em modo chaveador DNP3 como em modo transparente.

O teste em modo chaveador DNP3 foi realizado conectando-se a porta COM2 do Concentrador ao canal DNP3 da remota usada no teste, por meio de uma interface ótica. O uso da interface ótica é um mecanismo eficiente adotado pela Coelba para isolar quaisquer problemas originários das interfaces RS232, facilitando os testes. Também foram conectados às portas COM3 até COM10 do Concentrador, usando interface de fibra ótica, oito IEDs para comunicar em DNP3 com a remota (veja a figura 1, acima, para ter uma ilustração das conexões; esta-se falando do lado da SE, sem uso do modem).

Foi conectado um notebook diretamente na porta COM1 do Concentrador para realizar as configurações necessárias aos testes. No notebook roda um programa configurador do Concentrador, o qual permite a alteração do modo de operação e a programação, para cada porta do Concentrador, dos parâmetros de configuração. Na remota foi carregada a base de dados de uma determinada SE, permitindo um teste realista. Foram monitorados o comportamento dos IEDs quanto à geração de espontâneos (mensagens não solicitadas pela remota), e aquisição de dados e comandos; a comunicação DNP3 em si foi monitorada com o uso de um analisador de protocolos DNP3.

O Concentrador foi submetido às seguintes situações de teste:

- remota e todos os IEDs comunicando a 9600 baud;
- remota e cinco IEDs comunicando a 9600 baud, e três IEDs a 19200 baud;
- remota e três IEDs comunicando a 19200 baud, e cinco IEDs a 9600 baud;
- troca de um dos IEDs por um outro problemático para o sistema da Coelba, porque gera demasiados espontâneos.

Constatou-se o perfeito funcionamento do Concentrador para as situações acima, demonstrando que o aparelho permite o compartilhamento do canal de comunicação da remota com vários IEDs a diferentes velocidades (outros parâmetros de comunicação – *paridade*, *stop bit*, etc. – também podem ser diferentes). O aparelho também mostrou-se eficiente em evitar colisões entre mensagens, ao conseguir tratar adequadamente os espontâneos. Isto é muito importante porque um excesso de espontâneos – algo provável de ocorrer após a queda de um ou mais alimentadores da SE – pode levar ao travamento da comunicação da remota, o que o Concentrador mostra potencial para evitar.

O teste do Concentrador no modo transparente foi realizado usando um notebook, que comunica com a porta COM1 do Concentrador por meio de modem e linha telefônica (veja novamente a figura 1 – a remota não faz parte

deste teste). Para este caso, cada IED usa sua porta de configuração para conectar com o Concentrador.

O procedimento para operação do Concentrador no modo transparente é o seguinte: no notebook roda-se inicialmente o programa configurador do Concentrador, o qual também permite discagem; após a discagem e o atendimento da ligação, coloca-se o Concentrador para operar em modo transparente e desconecta-se a ligação; então roda-se o programa recomendado pelo fabricante do IED para configurar seu equipamento. Esse tipo de programa permite discar para modem, configurar o IED, e desconectar a ligação.

No modo de operação transparente, o Concentrador foi testado nas seguintes situações:

- programa configurador um determinado IED (no notebook) e IED comunicando a 9600 baud em protocolo ASCII simples;
- programa configurador do mesmo IED acima comunicando a 19200 baud e IED comunicando a 9600 baud;
- programa configurador de outro IED funcionando e esse outro IED comunicando a 9600 baud, usando protocolo Modbus.

Para as duas primeiras situações o Concentrador funcionou perfeitamente, mas não para a terceira, isto é, para protocolo Modbus. Isso significa que protocolos exigentes no tempo de resposta, como é o caso do Modbus, demandam um aperfeiçoamento no programa do Concentrador para lidar com tais situações. Mas também é fato que protocolos exigentes quanto ao tempo são refratários a armazenamento parcial das mensagens (uso de buffers e fifos), pois isso induz atrasos.

É possível resolver esse tipo de situação justamente eliminando-se, no Concentrador para o modo transparente, armazenamentos temporários de mensagens ou parte delas. A dificuldade dessa solução é que ela impede a comunicação com diferentes velocidade.

Conclui-se então que a melhor solução é criar um modo “transparente direto” para o Concentrador, o que possibilitará completo sucesso para a última situação de teste acima descrita.

#### V. CONCLUSÃO

Com o modo chaveador DNP3, o Concentrador mostra-se capaz de interligar até 16 IEDs que utilizam o protocolo DNP3 a uma remota. Essa comunicação se faz de modo simultâneo, onde vários IEDs compartilham uma única porta da remota. Além disso, o modo chaveador torna possível reduzir os tempos de varredura da remota e praticamente elimina os problemas de colisões causados por espontâneos, em especial quando estes são freqüentes ou se concentram no tempo (o que provavelmente ocorre quando há falhas em um ou mais alimentadores de uma subestação). Um benefício adicional importante é a possibilidade de se

efetuar conexão com IEDs em velocidades distintas do canal da remota.

Com o modo transparente, o Concentrador viabiliza uma alternativa nacional de bom custo-benefício para a configuração remota de IEDs.

## VI. AGRADECIMENTOS

A equipe técnica agradece à Coelba, pelo apoio recebido na montagem do protótipo, suporte para os testes; à Enatec por viabilizar todas as etapas de desenvolvimento do aparelho; e à ANEEL, cujo programa de incentivo à Pesquisa mostra que vale a pena investir na capacidade técnica nacional.

## VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Normas:

- [1] Distributed Network Protocol v3.0 documentation Library, *DNP3 Users Group*, March 2002.
- [2] PC/104 Specification Version 2.3, *PC/104 Consortium*, June 1996.

Livros:

- [3] Anderson, Don, Swindle, John and Shanley, E. Tom. "Isa. System Architecture". Addison-Wesley Pub Co, 1995.
- [4] Berger, Arnold S. "Embedded Systems Design: A Step-by-Step Guide". CMP Books, 2001.
- [5] Ken, Arnold. "Embedded Controller Hardware Design". Llh Technology Pub, 2001.
- [6] Montoro, F. Azevedo. "Modem e Transmissão de Dados". 3ª edição. Érica, 1990.
- [7] Nelson, Mark. "Serial Communications Developer's Guide". 2nd edition. M&T Books, 2000.
- [8] Santos, Jeremias e Júnior, Edison. "Programando em Assembler 8086/8088". McGraw-Hill, 1989.

# Desenvolvimento de Modelo para Aprimoramento, Modernização e Automação Operacional de PCHs

A. Manzolli, LACTEC; E. A. Krüger, LACTEC; H. F. Borio, LACTEC,  
R. F. França, LACTEC e R. A. Langer, LACTEC

## RESUMO

Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) desprovidas de automação são comuns no Brasil. Estas usinas tiveram um aumento de importância na matriz energética nacional na última década. Isto fez com que muitas usinas inoperantes e outras em operação necessitassem de um processo de modernização e automação para atenderem a requisitos de qualidade da energia gerada, confiabilidade e custo de geração. Desenvolveu-se um manual genérico na forma de um programa de computador para a análise preliminar da viabilidade de automação de uma PCH. Neste programa são informados os dados de uma PCH, com os quais é executada uma análise resultando em um relatório com recomendações sobre quais itens devem ser modernizados e automatizados com os respectivos custos aproximados.

## PALAVRAS-CHAVE

PCH automação, modelo, padronização, manual.

## I. INTRODUÇÃO

A modernização e automação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) favorece a revitalização de unidades geradoras que estão paradas por serem inviáveis economicamente ou estão operando de forma ineficiente. A automação pode também estar associada a uma repotencialização da usina para o melhor aproveitamento dos recursos naturais disponíveis [1] [2].

Este artigo apresenta um manual genérico na forma de um programa de computador para se fazer a análise da viabilidade de automação de uma PCH.

Decidiu-se usar uma usina típica como base para a definição do modelo genérico de automação de PCHs. Esta metodologia permitiu que, no projeto de automação de uma PCH, fossem documentadas muitas atividades do processo de levantamento de dados e análise.

O programa emite no final um relatório contendo os dados da usina, um orçamento com custos preliminares ou ambos.

## II. MODELO

### A. Usina de Referência

Para o desenvolvimento do modelo genérico, elaborou-se o projeto de automação de uma usina de referência, a usina de Casca II no rio da Casca, Chapada dos Guimarães, Mato Grosso pertencente à Rede CEMAT. Esta usina foi escolhida por ser bem completa, apresentando quase todos os elementos que se pode encontrar em uma PCH, além de estar em bom estado de conservação. Nesta usina tem-se a seqüência padrão, ideal para servir de referência para o projeto, que envolve recuperação, modernização e automação.



FIGURA 1. Usina de Casca II da Rede CEMAT

### B. Modelo Genérico

No modelo genérico foram incluídos todos os elementos automatizáveis que podem ser encontrados em uma PCH, desde o canal de adução até a saída da máquina. Apesar de alguns itens não serem imprescindíveis para a automação, procurou-se criar um questionário o mais completo possível para que este fosse também um registro de toda a usina e de sua situação atual [3] [4] [5] [6].

Por ser genérico tornou-se amplo, envolvendo todas as possibilidades de PCHs existentes no território nacional. Por outro lado, este modelo exige que equipamentos não existentes sejam instalados para que a usina possa atender os quesitos de confiabilidade, segurança e autonomia de operação.

Este modelo deve ser continuamente aperfeiçoado e realimentado para que possa estar alinhado com as mais modernas tendências de automação visando ter-se sempre a melhor solução em termos de economia, rendimento, segurança e qualidade da energia sendo gerada [7].

O desenvolvimento deste sistema foi apoiado pela Rede CEMAT no ciclo de P&D da ANEEL 2000-2001.

## C. ESTRUTURA DO SOFTWARE

A aplicação do software tem como objetivo permitir uma análise da viabilidade de automação de uma PCH por uma pessoa que não seja especialista em automação mas tenha o conhecimento básico dos componentes de uma PCH e seu funcionamento. É importante que a pessoa responsável pela usina esteja presente para que possa responder sobre o estado atual dos componentes individualmente.

O programa de computador especialista desenvolvido guia o usuário na entrada de dados, percorre o fluxograma fazendo a análise e apresenta um relatório com os resultados. O software tem a seguinte seqüência de etapas:

- Impressão do questionário: Foi prevista uma opção do programa para imprimir um questionário em branco com todos os itens a serem preenchidos nas telas de entrada de dados programa. Percebeu-se que muito dificilmente uma pessoa irá transitar com um computador pela usina, mesmo que portátil, para preenchimento do formulário.

FIGURA 2. Tela do questionário

- Levantamento de dados: Com estas folhas em mãos deve-se dirigir à usina para o levantamento de dados. Esta etapa é muito importante, visto que tanto melhor será a análise quanto mais fiel à realidade forem os dados colhidos.
- Pré-Avaliação: Em uma tela, logo da entrada de dados, devem ser informados alguns itens decisivos que podem comprometer a exequibilidade da automação da usina. Esta pré-análise evita que se percorra dezenas de telas preenchendo informações sobre detalhes da usina e depois se chegue a conclusão que devido a um item geral a viabilidade de se automatizar está comprometida. Em qualquer caso o programa avisa que existe uma condição desfavorável e permite que se prossiga no processo de entrada de dados se assim usuário o desejar.

FIGURA 3. Tela da pré-avaliação

- Entrada dos dados: Os dados levantados na usina devem ser passados para o computador. Estes dados podem ser gravados e recuperados para que se possa fazer várias análises com pequenas variações ou mesmo correções de informações.

FIGURA 4. Tela de entrada de dados

- Análise: Uma base de dados referente a uma usina existente na memória através da entrada ou recuperação de um arquivo de dados do disco pode ser então analisada. O processo de análise percorre a base de dados através de um fluxograma acumulando procedimentos necessários e respectivos custos.
- Relatório: Ao final da análise são gerados relatórios que opcionalmente podem apresentar os dados da usina, o resultado da análise ou ambos. Estes relatórios podem ser tanto impressos quanto gravados no disco em formato compatível com a maioria dos editores de texto.

FIGURA 5. Tela de relatório

#### D. Benefícios

O modelo proposto vem contribuir com três aspectos importantes:

- 1) Criação de um padrão para o levantamento de dados necessários de uma PCH;
- 2) Análise preliminar da viabilidade de automação de uma PCH;
- 3) Possibilita que esta análise seja feita por uma pessoa que entenda de PCH, como por exemplo um técnico em manutenção mas seja leigo em automação.
- 4) Na entrada de dados da pré-avaliação, é feito o cálculo da potência hidráulica disponível o que mostra a viabilidade de repotencialização.

O software foi implementado com as seguintes características que visam facilitar o processo de análise da viabilidade de automação de uma PCH:

- Crítica na entrada de dados: os dados da PCH são comparados com valores admissíveis e também entre eles para verificar eventuais inconsistências.



FIGURA 6. Tela com a crítica à entrada de dados

- Análise: a execução da análise é automatizada, evitando possíveis erros de interpretação do fluxograma que poderiam acontecer no caso de se executar a análise baseado-se em um manual impresso;
- Relatório: o relatório é gerado automaticamente em arquivo de formato compatível com a maioria dos editores de texto do mercado;
- Arquivamento: os dados são armazenados e recuperados do disco, podendo ser facilmente editados para análise comparativa de alternativas;

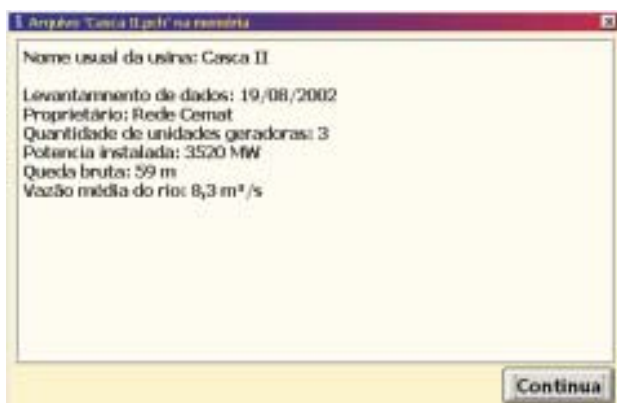


FIGURA 7. Tela apresentada quando um arquivo é lido do

disco

- Ajuda: em vários pontos do programa foram colocadas ajudas que facilitam a utilização, com explicação dos itens e exemplos.

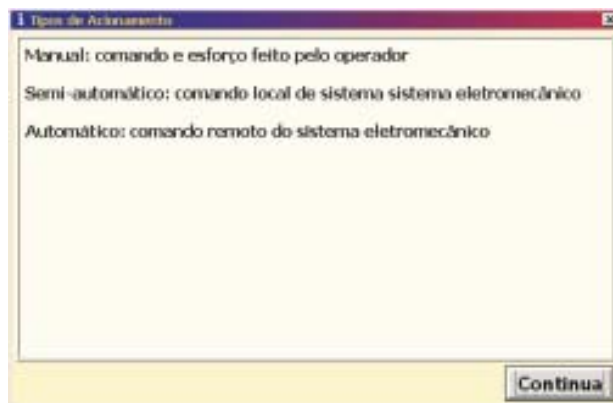


FIGURA 8. Tela de ajuda

### III. CONCLUSÃO

Chegou-se a uma primeira versão de um programa de computador para Avaliação da Viabilidade de Automação de PCH, o AVAPCH. Este programa é capaz de orientar o levantamento de dados, criticar a entrada dos mesmos, fazer uma análise e emitir um relatório com uma análise preliminar da viabilidade de automação de uma PCH.

Apesar deste programa não dispensar a visita de uma equipe técnica especializada, o AVAPCH pode orientar um proprietário de PCH sobre quais os procedimentos de automação e os respectivos custos aproximados.

### IV. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Periódicos:

- [1] F. Schweiger, "Comparison of Turbine Parameters", International Water Power & Dam Construction, PP 58-61, Apr. 1994.
- [2] F. Schweiger and J. Gregori, "Analysis of Small Hydro Turbine Design", Small Hydro Power 1990.

Livros:

- [3] C. Pfeleiderer e, M. Petermann, "Máquinas de Fluxo." Editora LTC, 1979, 1a Ed., RJ-Brasil.
- [4] A. J. Macintyre, "Máquinas Motrizes Hidráulicas." Ed. Guanabara II, 1983, 1a Ed., RJ-Brasil.
- [5] Z. de Sousa, R. D. Fuchs, A. H. Moreira Santos, "Centrais Hidri e Termelétricas", Editora Edgard Blucher Ltda., 1983, 241p.

Relatórios Técnicos:

- [6] MME/DNAEE/Eletróbrás, "Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas", 1982, Brasília-DF. Artigos em Anais de Conferências (Publicados):
- [7] "Meio Ambiente e a Escolha Energética para a Sociedade: O Caso das Pequenas Hidrelétricas", VI Congresso Brasileiro de Energia (Anais), 1993, Rio de Janeiro-RJ. WWW:
- [8] CndPCH - Centro Nacional de Desenvolvimento de Pequenas Centrais Hidrelétricas - <http://www.cndpch.com.br>
- [9] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - <http://www.aneel.gov.br>
- [10] Eletróbrás - Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - <http://www.eletrabras.gov.br>
- [11] EFEI Energy News - Escola Federal de Engenharia de Itajubá - <http://www.energynews.efei.br>
- [12] ANA - Agência Nacional de Águas - <http://www.ana.gov.br>
- [13] MME - Ministério das Minas e Energia - <http://www.mme.gov.br>
- [14] NOS - Operador Nacional do Sistema Elétrico - <http://www.ons.org.br>

# Desenvolvimento de Sistema de Detecção e Monitoramento de Correntes de Fuga em Isoladores Através de Fibra Óptica

M.M. Werneck, F.L. Maciel, C.C. Carvalho, R.M. Ribeiro, P. Porciuncula, COPPE/UFRJ1

## RESUMO

O objetivo deste projeto foi desenvolver um sistema de sensoriamento em tempo real de correntes de fuga que ocorrem em isoladores submetidos a 13,8 kV (ou mais), que estejam localizados nas proximidades das regiões costeiras no Estado do Rio de Janeiro em função, principalmente, do maior acúmulo de camada salina (poluição marinha) juntamente com a dinâmica do umedecimento devido a fatores climáticos. Estes fatores causam um aumento médio no valor das correntes de fuga, assim como, a ocorrência estocástica de "spikes" elétricos, implicando em desperdício de energia, diminuição da confiabilidade e aumento dos custos relacionados com a manutenção e a operação. Durante o período de setembro/2001 a fevereiro/2002, foi desenvolvido um sensor de natureza optoeletrônica, onde a sua interconexão com o módulo demodulador, situado em potencial terra, é realizada através de fibra óptica. O formato de onda e o valor rms da corrente de fuga são medidos e enviados para localizações remotas via linha telefônica privada.

## PALAVRAS-CHAVE

Flashover, Corrente de Fuga, Isolador, Fibra óptica, Rede de distribuição.

## I. INTRODUÇÃO

O crescente depósito condutivo decorrente de poluição, principalmente salina, que se fixa na superfície dos isoladores localizados em áreas próximas ao mar, propicia o surgimento de caminhos de correntes elétricas também superficiais [1]. Estas correntes são denominadas "correntes de fuga", e percorrem o caminho entre o condutor de alta tensão e o potencial de terra.

Apesar destas correntes serem da ordem de algumas dezenas de miliampéres, quando multiplicadas pelo número de isoladores pertencentes a uma zona de alimentação e acrescidas da corrente normal da linha, podem alcançar valores elevados suficientes para acionar os dispositivos de proteção contra sobre-corrente, provocando interrupções no fornecimento de energia elétrica àquela região.

Além do efeito distribuído nota-se também a ocor-

rência pontual (em isoladores separados dos outros) de descargas do tipo flashover, provocando eventualmente a destruição de cruzetas, postes de madeira e até dos próprios isoladores.

O monitoramento contínuo dos níveis de corrente de fuga permite que se estabeleça uma estratégia preventiva operacional de limpeza ou substituição de isoladores em circuitos que apresentam condições favoráveis para valores elevados de corrente de fuga.

Convencionalmente, para monitoramento da corrente de fuga, utiliza-se um resistor [2,3] ou uma bobina de indução [4]. Entretanto, estes métodos necessitam de conexão com o terra e estão sujeitos à interferência eletromagnética. Neste sentido, é proposto neste trabalho o desenvolvimento de um sistema de sensoriamento optoeletrônico, em tempo real, que utiliza a tecnologia de fibra óptica plástica (POF). Este método tem a vantagem de ser imune à interferência eletromagnética, baixo custo, leve, e não necessita energização para funcionamento.

A operacionalização deste sistema traz os seguintes benefícios: monitoramento e otimização do desperdício de energia; aumento da confiabilidade da rede reduzindo os seus intervalos de desligamento; otimização das lavagens dos isoladores de forma a reduzir o tempo, o esforço, e o custo, aumentando a segurança do pessoal de manutenção; redução da ocorrência de incêndios em postes de madeira e cruzetas; validação do desempenho dos diferentes tipos de isoladores anti-poluição.

## II. DESCRIÇÃO DO SISTEMA E METODOLOGIA

A proposição de monitoramento das correntes de fuga no circuito de média tensão, baseia-se na existência de um isolador de prova associado ao transdutor (sistema sensor). Este isolador de prova é submetido às condições similares de poluição ambiental, dos isoladores que se deseja monitorar (Fig. 1). A Figura 1 apresenta a configuração básica do sistema instalado em campo. Observa-se a instalação de uma cruzeta extra (parte inferior) para instalação de 6 isoladores (de tipos diferentes) de prova, e a Unidade Remota (UR - caixa fixada ao poste) responsável pela aquisição, processamento e telemetria dos dados.

Este trabalho foi apoiado parcialmente pela empresa Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ.

<sup>1</sup> Os autores deste artigo trabalham no Laboratório de Instrumentação e Fotônica da COPPE/UFRJ (<http://www.lif.coppe.ufrj.br>)



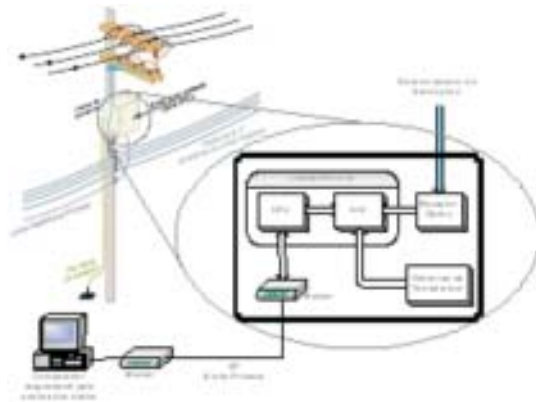


FIGURA 1. Diagrama geral do sistema.

### A. Transdutor - Sistema Sensor

A técnica de sensoriamento utilizada para o desenvolvimento do sistema sensor é simples, tendo sido aplicada no monitoramento de relâmpagos [5], bem como limitadores de corrente em supercondutores em altas temperaturas [6]. As correntes de fuga fornecem energia suficiente para uma fonte óptica [7]; sendo, portanto, codificada opticamente e transmitida para um receptor. Neste trabalho foi aplicada a técnica de codificação de modulação/demodulação em intensidade.

O sinal óptico é detectado pelo circuito receptor (UR), que o demodula o ciclo senoidal, na mesma frequência da rede elétrica.



FIGURA 2. Fotografia do sensor óptico de correntes de fuga.

A Figura 2 apresenta uma fotografia do protótipo do transdutor de corrente de fuga, o qual foi projetado para ser adaptado a um isolador de prova.

Os procedimentos de calibração e de medições das formas de onda foram realizados em laboratório sob condições controladas de correntes elétricas. Uma câmara de spray de água salgada foi construída no laboratório visando simular as condições reais de campo.

### B. Unidade Remota - Hardware

A unidade remota contém o hardware eletrônico que, por sua vez, consiste dos seguintes módulos: computador (CPU) e interface A/D com padrões PC-104, modem, receptores ópticos, fonte de alimentação, filtro de linha e sensores de temperatura.

A UR foi projetada para trabalhar no campo fixada ao poste onde foi instalada a cruzeta com os seis isoladores de prova, portanto foi necessário escolher uma caixa apropriada para suportar condições agressivas (Fig. 3). A caixa escolhida, foi uma caixa comercial de chapa de aço com pintura epóxi e com características IP65. Em função da técnica de telemetria escolhida, foi utilizada uma linha privada de telefonia (LP), e respectivos modems, para transmissão dos dados. Um destes modems pode ser observado fixado à porta da UR.

Um sistema adicional de monitoramento das temperaturas interna e externa da caixa foi implementado visando o acompanhamento destas variáveis durante todo o período de aquisição dos dados.

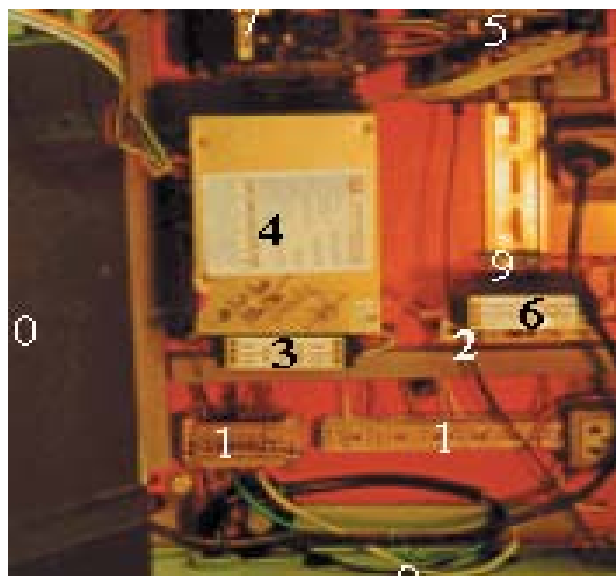


FIGURA 3. Foto interna da caixa da Unidade Remota. (1) Blocos de terminais para conexões elétricas. (2) Disjuntor Siemens de 10 A. (3) Módulo de filtro de linha-LIF. (4) Fonte de alimentação comercial de PC. (5) Placa com 6 conversores ópto-elétricos. (6) Módulo de interface para 2 sensores de temperatura "NTC based". (7) Microcomputador 486-padrão PC-104. (8) Placa de conversão A/D. (9) Sensores de temperatura NTC. (10) Modem.

### C. Os Softwares

O problema básico restringe-se ao estabelecimento da comunicação entre o computador situado no laboratório e a UR instalada em campo. A UR é responsável pela aquisição e transmissão, via LP, do(s) sinal(is) de corrente de fuga ao computador que recebe e apresenta os sinais através do programa LIF-MCF. Entretanto, foi prevista a situação de atualização do programa de aquisição (FLASHRMT) sem que houvesse a necessidade de deslocamento da equipe ao campo, ou seja, remotamente utilizando, também, a LP. Esta necessidade implicou no desenvolvimento de outros dois programas (LIF-GS e LIF-COMM) que atuam como "pano-de-fundo" dos programas básicos já citados.

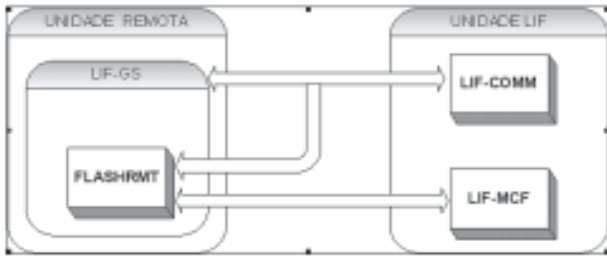


FIGURA 4. Diagrama de blocos dos softwares desenvolvidos.

Cabe ainda ressaltar que o sistema está preparado para eventuais "travamentos" oriundos de interferências externas, ou mesmo, internas. Nestes casos, o sistema é capaz de auto-reinicializar, retornando a execução do programa FLASHRMT.

A descrição dos módulos esquematizados na Figura 4 seria:

- Unidade Remota - equipamento situado no campo onde se encontra instalado os softwares LIF-GS e FLASHRMT.
- Unidade LIF - equipamento situado no LIF (Laboratório de Instrumentação e Fotônica) onde se encontra instalado os softwares LIF-COMM e LIF MCF.
- LIF-GS - software responsável pelo gerenciamento e funcionamento da unidade remota. As funções que ele exerce são: backup, atualização e execução via RS232 (linha de telefonia privada - LP) do programa FLASHRMT, e reinicialização da UR.
- FLASHRMT - software responsável pela aquisição, processamentos e transmissão do sinal da corrente de fuga.
- LIF-COMM - software responsável pela comunicação e testes com os softwares da UR.
- LIF-MCF - software de monitoramento (recepção via LP) e análise dos dados provenientes do programa FLASHRMT.

### III. RESULTADOS

Em laboratório foi realizada a aquisição dos sinais respectivos às correntes de fuga dos seis isoladores e das temperaturas externa (ambiente) e interna da UR. A Figura 5 apresenta a tela do software (LIF-MCF) que permite a visualização, interação (incluindo internet) e armazenamento dos dados. O monitoramento sempre se caracteriza pela recepção dos pontos amostrados respectivos a um período pré-determinado de tempo (gráfico superior - Fig. 5). A parte inferior da Figura 5 representa o valor RMS da corrente de fuga do intervalo de sinal amostrado, ou seja, um ponto do gráfico da parte inferior representa o RMS de todos os pontos do intervalo no gráfico superior.



FIGURA 5. Tela do software LIF-MCF para aquisição dos sinais em laboratório.

A seguir são apresentados os resultados obtidos em cada isolador, e devidamente armazenados em arquivos. A Figura 6 apresenta a ordenação de instalação dos isoladores na cruzeta a ser considerada na descrição.

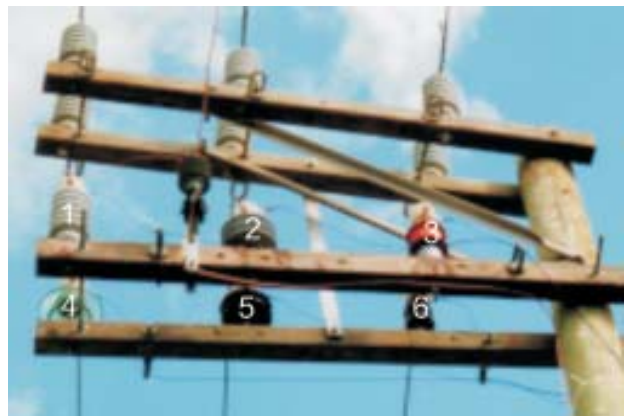


FIGURA 6. Distribuição e ordenação dos isoladores de prova instalados no poste. Isoladores: (1) Pilar; (2) Polimérico de alta densidade para 34,5 kV; (3) Polimérico anti-poliuição; (4) Vidro RT15; (5) Cerâmico anti-poliuição; (6) Hitop.

Os gráficos apresentados para cada isolador são referentes aos dados coletados durante o período noturno. As condições estipuladas para acionar o processo de armazenamento dos valores RMS e das temperaturas, restringem-se à ocorrência de uma variação mínima de corrente, em RMS, de 0,25 mA. Caso esta variação seja alcançada são gravados os respectivos valores RMS, as temperaturas, a data e a hora.

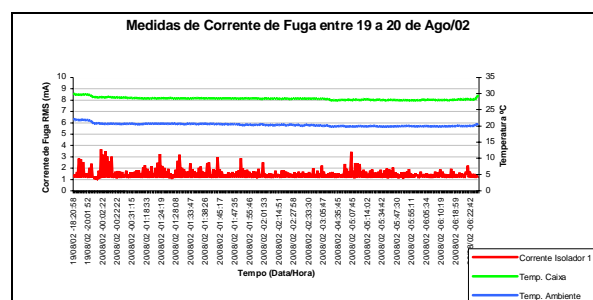


FIGURA 7. Isolador Pilar. Medições realizadas no período noturno entre 19 a 20 de agosto de 2002.

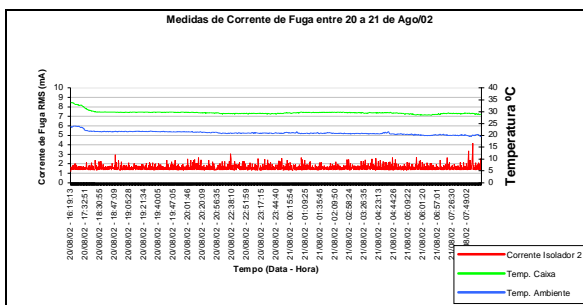


FIGURA 8. Isolador polimérico de alta densidade para 34,5 kV. Medições realizadas no período noturno entre 20 a 21 de agosto de 2002.

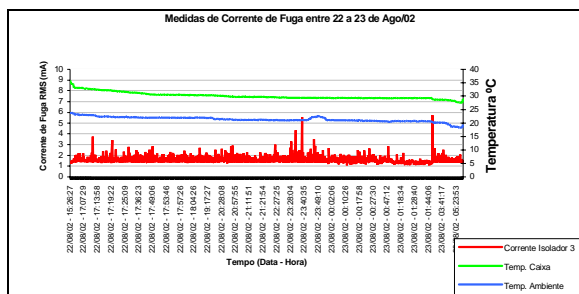


FIGURA 9. Isolador Polimérico anti-poliuição. Medições realizadas no período noturno entre 22 a 23 de agosto de 2002.

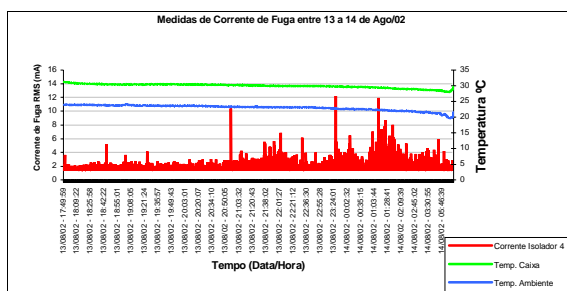


FIGURA 10. Isolador Vidro RT-15. Medições realizadas no período noturno entre 13 a 14 de agosto de 2002.

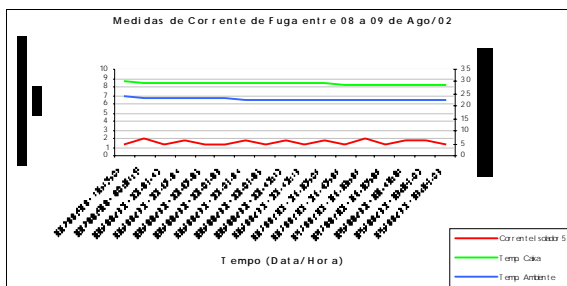


FIGURA 11. Isolador Cerâmico Anti-Poliuição. Medições realizadas no período noturno entre 08 a 09 de agosto de 2002.

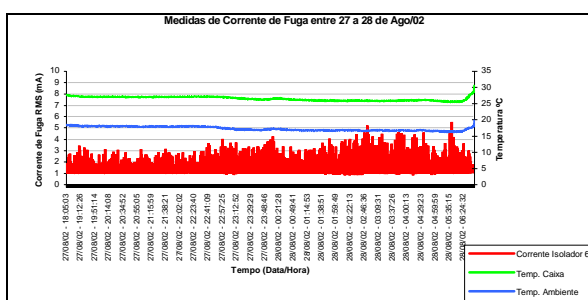


FIGURA 12. Isolador Hitop. Medições realizadas no período

noturno entre 27 a 28 de agosto de 2002.

#### IV. DISCUSSÃO E CONCLUSÃO

A tecnologia de POF empregada pelo sensor de corrente de fuga desenvolvido neste trabalho leva vantagens sobre as outras técnicas adotadas nos últimos anos, pois são: eficientes, de fácil manuseio, resistentes, confiáveis, descartáveis, e possibilita a fabricação em massa dos componentes e sistemas, contribuindo de forma significativa para a inovação tecnológica e a disseminação da tecnologia fotônica fibras ópticas plásticas.

A telemetria do sistema atendeu de forma precária às demandas técnicas do projeto, apesar de conceitualmente o método escolhido ser o mais apropriado para o projeto. A precariedade é oriunda exclusivamente das dificuldades técnicas, da concessionária de telefonia, de implementação da linha privada. Inicialmente foram realizadas alterações nos programas para dirimir a grande quantidade de erros presentes na transmissão de dados.

De forma positiva foi observado a robustez do conjunto que forma a unidade remota, pois demonstrou continuidade (sem interrupções) do funcionamento da parte microprocessada, assim como, o bom estado da caixa e suportes referentes à parte mecânica. Por outro lado, negativamente, observa-se a degradação (ações da marisía) do sensor de temperatura externa, e o rompimento de um dos cabos de fibra óptica ligado ao isolador 5, após 30 dias de operação. Este rompimento está sendo objeto de investigação, visando a minimização deste problema.

A análise das temperaturas externa e interna da caixa forneceu a segurança necessária para dispensarmos qualquer alteração de projeto que implica-se no resfriamento interno da caixa, visando o bom funcionamento do hardware eletrônico.

O período noturno para aquisição dos sinais de corrente de fuga foi escolhido em função de observações iniciais, onde verifica-se a maior influência das condições ambientais favorecendo o surgimento de grande quantidade de corrente de fuga.

O tempo de observação para recolhimento e gravação dos dados foi pequeno, portanto, as conclusões que podem ser extraídas a partir dos gráficos apresentados como resultados, são incipientes e correm o risco de serem imprecisas.

Estabelecendo uma comparação entre os isoladores percebe-se que o isolador 6 apresenta o pior desempenho, pois o valor RMS médio é maior que os outros. Vale ressaltar que os isoladores 3 e 4 registraram picos de correntes RMS significativos, ou melhor, 6 mA e 12 mA, respectivamente.

A técnica, empregada no sensor, de modulação óptica por intensidade, apesar dos problemas já descritos pela literatura [12], demonstrou ser eficiente na obtenção dos resultados das correntes de fuga, dispensando, desta forma, a proposição inicial de alteração da técnica para modulação por frequência [11].

Os objetivos tecnológicos deste projeto foram alcançados, podendo ser ampliados através da inserção da tecnologia às atividades da empresa por meio da adoção de técnicas e procedimentos oriundos de estudos a serem realizados a partir de testes em campo realizados com o sistema sensor já desenvolvido. As correntes de fuga monitoradas em tempo real tornam-se mais relevantes à empresa na medida que os dados devidamente analisados, tratados e adequadamente apresentados, gerem informações que possibilitem uma melhor tomada de decisão por parte dos órgãos operativos.

A continuidade do projeto teria como principal objetivo a inserção logística desta tecnologia à concessionária. Para que este objetivo seja alcançado torna-se necessária a implementação de alguns fatores, como por exemplo, a proposição e a implantação de solução genérica de telemetria. Tão ou mais relevante seria a determinação de parâmetros (índices) que caracterizassem o estado do isolador em relação à presença de corrente de fuga, assim como, quais e quando seriam realizados "procedimentos internos" para interferência no processo (lavagem, por exemplo), visando a minimização de riscos à rede de distribuição. A criação de índices seria o resultado da análise de uma amostra diversificada de dados oriundos da instalação de sensores nos pontos mais críticos de poluição marítima da área de concessão da empresa. Estes índices determinariam um "ponto" ótimo para interferência no processo (lavagem dos isoladores). Na mesma linha analítica, seria estabelecida uma comparação entre isoladores de diferentes tipos em situações de poluição idênticas, criando um indicador de performance de cada isolador sob aquelas condições. Essa metodologia propiciaria a comparação de diversos isoladores, auxiliando a escolha do isolador mais adequado para cada condição geo-meteorológica. Por fim, seria adequado o desenvolvimento de um software que tivesse a capacidade de gerenciar e processar todas as informações geradas, permitindo ao usuário/administrador o total domínio sobre os eventos gerados.

## V. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio operacional do centro operativo de Cabo Frio e da coordenação de P&D da CERJ.

Da mesma forma, agradecemos a contribuição de toda equipe do Laboratório de Instrumentação e Fotônica (LIF) COPPE/UFRJ.

## VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. G. Kanashiro e G. F. Burani, "Leakage Current Monitoring of Insulators Exposed to Marine and Industrial Pollution", IEEE International Symposium on Electrical Insulation, 271-274, Quebec, Canada, (1996).
- [2] J. B. Briggs, "Leakage current monitoring system and method", U.S. Patent 3,947,759 (1976).
- [3] Felix Amarh, "Electric transmission line flashover prediction system", PhD Thesis, Arizona State University, May (2001).
- [4] R. A. Maraió, A. T. McMahon and H. B. Hart Jr., "Method and detector for identifying insulator flashover", U. S. Patent 5,136,248 (1992).
- [5] Toshihiko Yoshino, "Optical fiber sensors for electric industry", Proceeding SPIE, vol. 798, 258-265 (1987).
- [6] Joachim Niewisch, "POF Sensors for High Temperature Superconducting Fault Current Limiters", 6th International Plastic Optical Fibre Conference (POF'97), Kawai, Hawaii, 130-131 (1997).
- [7] "Nichia Chemical Corporation Lamp Type LED Product Guide Brochure", Nichia Chemical Corporation, Japan. Maio. (1999)
- [8] B. Corbett et al, "High temperature nitride sources for plastic optical fibre data buses", 10th International Plastic Optical Fibre Conference (POF'01), Amsterdam, The Netherlands, pps. 81-87 (2001).
- [9] J. Marcou (editor), "Plastic Optical Fibers: Practical Applications", Club des Fibres Optiques Plastiques, Wiley & Sons, France (1997).
- [10] Eskamega - Mitsubishi Rayon - [www.mrc.co.jp](http://www.mrc.co.jp).
- [11] R.M. Ribeiro and M.M. Werneck, "Leakage current optoelectronic sensor", WO patent pending, Brasil (2002).
- [12] B. Culshaw & J. Dakin (editors), Optical Fiber Sensor, Artech House, London, 1989 and 1997.

# Desenvolvimento de Sistema Especialista para Auxílio a Manutenção Preditiva em Compensadores Síncronos

Norberto Bramatti, Luiz Otávio Sinimbu, Roberto Célio Limão de Oliveira, Anderson José Costa Sena, José Marcelo Araújo do Vale, André de Oliveira Ferreira; Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A  
bramatti@eln.gov.br; Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A sinimbu@eln.gov.br; Universidade Federal do Pará  
limao@ufpa.br; Universidade Federal do Pará andersons@eln.gov.br; Universidade Federal do Pará  
jmarcelo@eln.gov.br; Universidade Federal do Pará andreferreira@eln.gov.br

## RESUMO

O presente trabalho trata do desenvolvimento e implantação de um sistema especialista para auxílio a manutenção preditiva em compensadores síncronos, o qual é composto por dois módulos. O primeiro módulo é o de monitoração on-line responsável pela aquisição, armazenamento e transmissão dos sinais medidos por sensores de vibração, temperatura e pressão. O segundo módulo é o de diagnóstico, que utiliza algoritmos com base na lógica fuzzy, para auxiliarem técnicos e engenheiros na detecção de possíveis defeitos dos compensadores síncronos. As informações são passadas através da rede corporativa de computadores da ELETRONORTE permitindo a análise e visualização dos sinais remotamente em diferentes lugares tornando desnecessário o deslocamento dos especialistas até o local do equipamento, diminuindo custos e possibilitando solucionar o problema rapidamente.

## PALAVRAS-CHAVE

Compensador Síncrono, Diagnóstico, Monitoração, Manutenção Preditiva, Sistema Especialista.

## I. INTRODUÇÃO

O monitoramento das condições dos equipamentos elétricos tem recebido, nos últimos anos, grande atenção em virtude do crescente consumo de energia, necessitando-se assim, de novos e urgentes investimentos em geração e transmissão, aumentando cada vez mais a importância da manutenção preditiva (procedimentos que visam diminuir as paradas desnecessárias de máquinas geradoras de energia elétrica e equipamentos de transmissão) [1].

Objetivando oferecer instrumentos de alta qualidade e de baixo custo, o Lacen (Laboratório Central da ELETRONORTE) investe em tecnologia e mão de obra no pólo de Desenvolvimento de Instrumentação Virtual (DEIV), consolidando-se como centro de referência na região norte. Os projetos desenvolvidos atualmente pelo DEIV destacam-se pela possibilidade de monitoração contínua, visualização, análise remota dos sinais monitorados localmente e auxílio a diagnóstico. Além destas vantagens, os sinais monitorados

são armazenados automaticamente em banco de dados, de forma periódica ou a partir de eventos ocorridos nos sistemas, sendo estas informações disponibilizadas para futuras análises pelas ferramentas de diagnóstico. Todos os programas oferecidos pelo DEIV são amplamente discutidos com o cliente, desta forma, adequando o software as suas necessidades locais, além de possibilitar a assistência dos especialistas da Eletronorte e de outras empresas.

## II. INSTRUMENTAÇÃO VIRTUAL

As inovações no desenvolvimento dos instrumentos tecnológicos têm apresentado avanços significativos nos últimos anos. Os sistemas digitais têm propiciado recursos jamais imaginados no início deste século, sendo atualmente possível transmitir e receber imagens digitalizadas, monitorar e controlar processos antes realizados apenas pelo homem, assim como diversas outras vantagens. O microcomputador tem sido um bom exemplo da evolução dos instrumentos digitais, passando de um instrumento concebido apenas às grandes empresas para um instrumento doméstico concebido a um grande número da população. Atualmente, diversos instrumentos analógicos podem ser concentrados de maneira virtual em um único instrumento digital, possibilitando redução de espaço e de custo. Por exemplo, em um único computador é possível ter um gerador de funções, um multímetro, um osciloscópio, um analisador de espectro e muitos outros instrumentos.

O conceito de instrumentação virtual (IV) consiste em implementar instrumentos digitais utilizando o computador. Seus elementos básicos são:

- Sensores, que convertem grandezas de diversos tipos, tais como vibração, deslocamento, pressão, temperatura, umidade, etc. em sinais elétricos;
- Condicionadores de sinal, utilizados para adequar os sinais provenientes dos sensores às limitações do sistema de aquisição de dados;
- Placa de aquisição de dados;
- Computador;
- Softwares de desenvolvimento;
- Rede de Computadores; (ver Figura. 1).

Este trabalho foi apoiado financeiramente pela Eletronorte/ANEEL via projeto P&D, onde nós agradecemos o total apoio dado pelos mesmos.

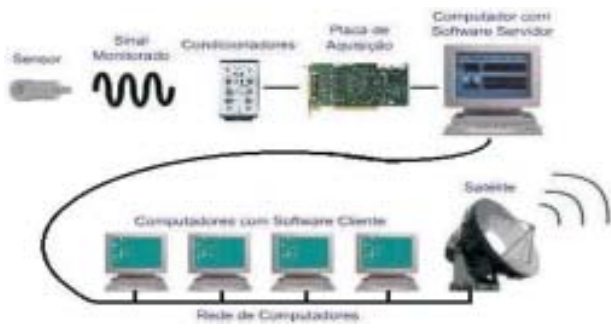


FIGURA 1. Diagrama da IV Remota

Laboratórios e indústrias utilizam computadores equipados com placas de aquisição, portas seriais e paralelas para fazer medições, monitorar e controlar diversos sistemas. Algumas placas podem gerar e transmitir sinais elétricos, permitindo a implementação do controle de equipamentos. Especificamente neste trabalho, além da instrumentação virtual, existe um grande aliado para um melhor aproveitamento da monitoração, que é a utilização de rede. Havendo um ponto de rede é possível fazer com que outro computador que faz parte da rede (cliente) receba as informações geradas pelo computador que está adquirindo os sinais (servidor). Outra opção é utilizar equipamentos de telecomunicações que possam ter sobre eles o protocolo TCP/IP, como o caso de rádios digitais ou Internet.

**A. Interligação de Servidores com Estações Remotas**

Fisicamente, as estações remotas existentes (clientes) se conectam com as locais através da rede da Eletronorte já existente (ver Figura 2), mas pode ser implementada em qualquer um tipo de rede compatível com Windows 9x/NT, UNIX ou Macintosh. A topologia utilizada na rede Eletronorte é a estrela, na qual o nó central está localizado em Brasília. Os meios por ela utilizados são variados, havendo cabos coaxiais, par trançado, fibra óticas e ainda radio digitais.



FIGURA 2. Rede Eletronorte

Devido a rede ser de largas dimensões, os pontos principais se conectam ao nó central através de satélites (Topnet DataSatPlus e DataSatBi) onde cada nó da rede possui uma antena que realiza esta comunicação. Cada um desses nós

são compostos por LANs (Local Area Network) os quais tornam possível a intercomunicação em toda a empresa.

Contudo para os microcomputadores poderem se comunicar, as informações são transmitidas entre o aplicativo local e os remotos utilizando-se o protocolo TCP/IP, que possibilita a transferência de dados através de redes de computadores locais e também pela internet. A transferência destes dados pela internet teria como vantagem principal o fato de não ser necessário que o aplicativo cliente se encontre dentro da rede corporativa da Eletronorte, possibilitando que os usuários tenham acesso aos sinais monitorados através de qualquer software de navegação na internet estando em qualquer cidade ou mesmo de sua própria residência por meio de um acesso discado.

**III. DESCRIÇÃO DO SISTEMA**

O sistema especialista para auxílio à manutenção preditiva em compensadores síncronos foi desenvolvido com o intuito de se obter uma monitoração contínua do estado de operação dos compensadores síncronos da subestação da Eletronorte em Vila do Conde. O sistema faz a monitoração de vibração e temperatura, porém em pouco tempo estará sendo monitorada pressão e potência destes equipamentos (ver Figura. 3). Todos os dados monitorados são transmitidos através da rede de computadores para diversos pontos da empresa, como isso se têm acesso às informações que refletem o estado do equipamento a qualquer momento.



FIGURA 3. Compensador Síncrono

O sistema é composto por dois módulos: monitoração e diagnóstico. O módulo de monitoração é responsável basicamente pela aquisição, análise, transmissão dos sinais proveniente dos sensores e pela armazenagem das informações em banco de dados; e foi desenvolvido utilizando-se a linguagem de programação gráfica LABVIEW da National Instruments [2][3][4]. O módulo de diagnóstico é responsável pela análise das informações armazenadas no banco de dados fornecendo para o usuário todos os possíveis defeitos que o equipamento possa estar apresentando, para isso o módulo foi desenvolvido baseado em Lógica Fuzzy, utilizando-se a linguagem de programação C++ Builder 5 da Borland [5] e banco de dados SQL.

## A. Módulo de Monitoração

O programa tem o nome de VIBROCOMP e é desenvolvido na plataforma cliente-servidor. O software servidor fica instalado próximo do compensador síncrono, na subestação da Eletronorte em Vila do Conde, Barcarena-PA, e dos sensores, fazendo a aquisição dos sinais e transmitido para os softwares clientes. Atualmente ele faz a monitoração de 6 pontos de vibração e 8 pontos de temperatura (ver Figura. 4) de um, dos dois compensadores síncronos da subestação. Porém o sistema está sendo instalado em outros equipamentos de outras subestações da empresa.



FIGURA 4. Localização dos Sensores

Características do programa:

- Software Cliente/Servidor
- Protocolo TCP/IP
- Filtros Digitais (Butterworth)
- Integração (aceleração, velocidade, deslocamento)
- FFT
- Gravação de Eventos
- Emails de Alarme
- Banco de Dados SQL
- Relatórios

Os sinais provenientes dos sensores de vibração acelerômetros ICP (Integrated Circuit Piezolectric) são recebidos por uma placa condicionadora de sinal (desenvolvida no próprio DEIV) que tem como função alimentar os sensores, amplificar e filtrar os sinais provenientes dos mesmos. Após este tratamento o sinal em tensão (representando a aceleração da vibração) é digitalizado por uma placa A/D (Conversor Analógico Digital) no computador. A partir daí o sinal digitalizado é tratado pelas funções desenvolvidas no programa como: integrações (conversão aceleração-velocidade e velocidade-deslocamento), filtragens digitais e FFT (Fast Fourier Transform). A cada nova aquisição o sinal no domínio do tempo é exibido juntamente com o gráfico de espectro de frequência e o seu valor de amplitude RMS, pico, pico a pico e o próprio valor da frequência atual (ver Figura. 5).

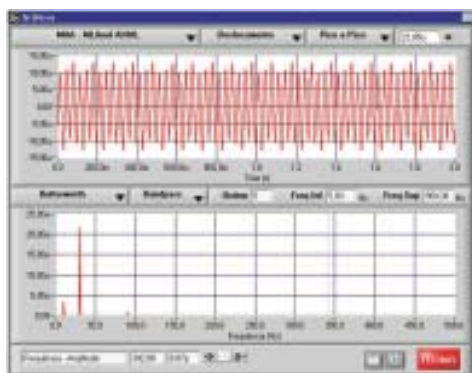


FIGURA.5. Gráficos do Módulo de Monitoração

Os sinais de temperatura são adquiridos através de módulos RTD's (Resistance Temperature Detectors) aproveitando pontos de temperatura utilizado pelo antigo sistema de monitoração que registrava os valores utilizando pequenas penas que deslizavam sobre o papel.

O sistema utiliza LED's que exibem tanto o valor atual do deslocamento pico a pico dos pontos de vibração, em mm, quanto os valores de temperatura em °C. Quando os valores ultrapassam os limites pré-estabelecidos, caracterizando um evento, os sinais são armazenados no banco de dados e também são enviados e-mails de eventos para os usuários cadastrados (ver Figura 6).

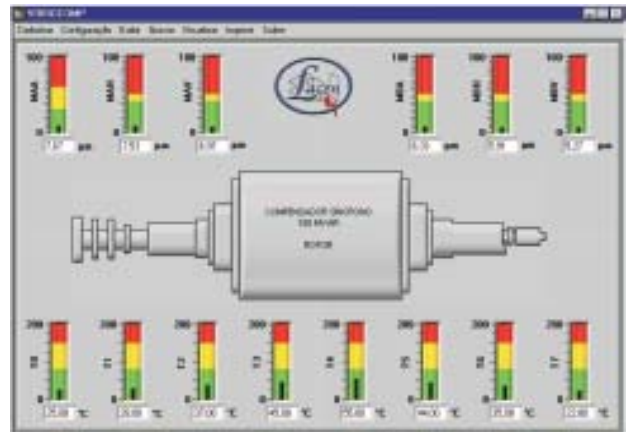


FIGURA 6. Módulo de Monitoração

O banco de dados armazena ainda amostras solicitadas pelo usuário, e também armazena periodicamente os valores correntes dentro de um intervalo de tempo estipulado pelo usuário para se projetar curvas de tendência, onde todos estes dados podem ser visualizados posteriormente por meio de gráfico no programa cliente ou através de relatórios gerados pelo sistema. Todas as informações adquiridas e armazenadas podem ser visualizadas pelo usuário através do software cliente. Além disso, o sistema mantém o cadastro dos usuários dando-lhes a possibilidade de alterar (através de uma permissão de acesso) a configuração do software servidor, como: taxa de aquisição, número de pontos adquiridos, nome dos canais, habilitar/desabilitar canais, valores para limites de alarme, etc.

## B. Lógica Fuzzy

Os sistemas com lógica fuzzy são baseados na experiência dos especialistas, sendo que esses conhecimentos são representados em forma de regras aplicadas na lógica fuzzy [6].

Enquanto a lógica clássica é bivalente, isto é, reconhece apenas dois valores: verdadeiro ou falso. A lógica fuzzy é multivalente, ou seja, reconhece uma faixa contínua de valores definindo o grau de veracidade dentro do intervalo numérico de 0 a 1. Em função disso, a lógica fuzzy consegue suportar os modos de raciocínio que são aproximados ao invés de exatos, representando uma forma de gerenciamento de incertezas, através da expressão de termos com um grau de certeza no intervalo [0,1], onde a

certeza absoluta é representada pelo valor 1. Com essas características, a lógica fuzzy, manuseia perfeitamente as expressões verbais, imprecisas, qualitativas e inerentes da comunicação humana. A Figura 7 exemplifica de forma comparativa a aplicação da lógica binária e da lógica fuzzy, na caracterização de indivíduos quanto a sua altura.

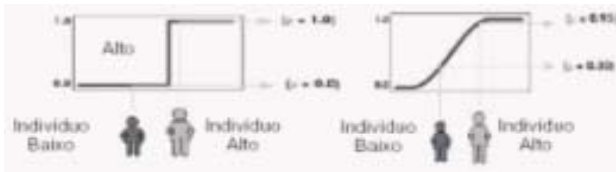


FIGURA 7. Conjunto Clássico e Conjunto Difuso

A lógica fuzzy é bastante conveniente no que diz respeito a mapear um espaço de entradas para um espaço de saídas. A teoria dos conjuntos difusos é baseada na idéia de que em diversas situações o importante é dispor de resultados com razoável precisão, mas principalmente dispor de resultados de grande significância. A comunicação humana contém diversas incertezas, na forma de expressões verbais, que são vagas, imprecisas e com pouca resolução mas geralmente apresentam a significância ou relevância adequada a situação. As palavras, em geral não representam uma única idéia (ou único valor), mas representam um conjunto de idéias (um intervalo), onde através de um julgamento intuitivo cada ser humano tem sua própria concepção quanto a interpretação da palavra (grau de pertinência). As palavras são variáveis lingüísticas que traduzem informação qualitativa e são representadas pelos conjuntos fuzzy [7].

O conjunto fuzzy introduz uma suavidade na transição entre os conceitos que não se identificam com ele e os conceitos que se identificam. Para traduzir essa transição de forma mais quantitativa, são utilizadas funções de pertinência.

As funções de pertinência são curvas que definem o grau de pertinência de cada valor (entrada ou saída) em relação a um determinado conjunto fuzzy. A configuração básica de um sistema de inferência Fuzzy é composta dos blocos funcionais mostrados na Figura 8.

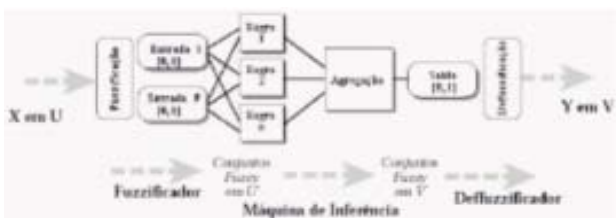


FIGURA 8. Blocos Funcionais de um Sistema Fuzzy

As variáveis de entrada discretas, não fuzzy, provenientes de sensores, chegam no fuzzificador onde, um fator de escala pode ser usado para converter os valores reais de entrada em U, para outros que sejam cobertos pelos universos de discurso U\*, pré-definido para cada variável de

entrada. Em seguida, funções de pertinência contidas em uma base de conhecimento convertem os sinais de entrada em um intervalo [0, 1], que pode estar associado a rótulos lingüísticos. Esse processo é denominado de Fuzzificação. A base de conhecimento mencionada anteriormente consiste de uma base de dados contendo as funções de pertinência lingüísticas, tanto das variáveis de entrada como da variável de saída, e de uma base de regras que caracteriza os objetivos estratégicos do sistema. A regra fuzzy apresenta a seguinte forma geral: IF (antecedente ou condição) THEN (Conseqüente ou conclusão) [8]. O sistema Fuzzy idealizado nesse trabalho utilizou as seguintes especificações de operadores e métodos:

- T- Norma ou AND = operador min (mínimo)
- Implicação = Método min (mínimo)
- Agregação = Método max (máximo)
- Defuzzificação = Centróide

O sistema fuzzy implementado é do tipo Mandani, possui 14 saídas e 11 entradas definidas.

### C. Módulo de Diagnóstico

O Software tem o nome de VIBROCOMP – MÓDULO DIAGNÓSTICO e é responsável pela análise das informações armazenadas em um servidor de Banco de Dados, onde essas informações são coletadas através de sensores de temperatura e vibração que são tratados pelo módulo de monitoração (ver Figura 9).



FIGURA 9. Módulo de Monitoração

Com base nos conjuntos fuzzy definidos para as entradas e os defeitos, foram utilizadas 20 regras que mostram irregularidades na operação do compensador síncrono das quais duas são apresentadas abaixo [9].

Se  $A^{-1}$  e  $A^{-2}$  e  $A^{-3}$  e  $A^{-4}$  e  $A^{-5}$  e  $A^{-6}$ , então ( $F^{11}$  é A) e ( $F^9$  é B).

Se  $A^{-1}$  e  $A^{-2}$  e  $A^{-3}$  e  $A^{-4}$  e  $A^{-5}$  e  $A^{-6}$ , então ( $F^6$  é M) e ( $F^{12}$  é M) e ( $F^{13}$  é B).

O software será instalado em vários computadores clientes, onde fornecerá para o especialista todos os possíveis defeitos que o equipamento (Compensador Síncrono) possa estar apresentando. Para isso o módulo



foi desenvolvido baseado em Lógica Fuzzy, utilizando a Linguagem de programação C++ Builder 5 da Borland e banco de dados SQL.

O Sistema é composto de onze entradas, cinco de temperatura e seis de vibração, sendo três funções de pertinência para cada entrada (ver Figura 10) e quatorze saídas, possíveis defeitos, contendo também três funções de pertinência cada (ver Figura 11), sendo que no momento apenas seis entradas são manipuladas, cinco de temperatura e uma de vibração.

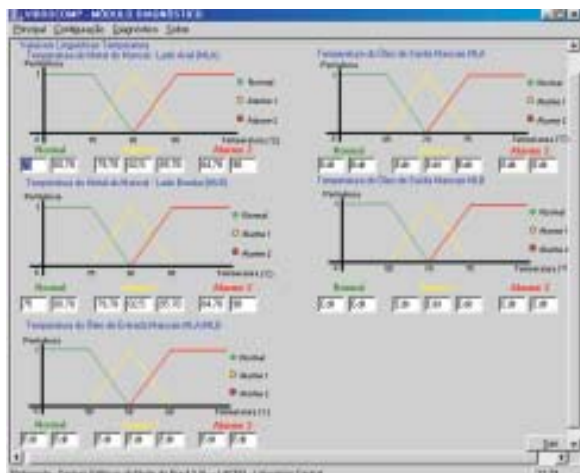


FIGURA 10. Ajuste das Funções de Pertinência de Temperatura

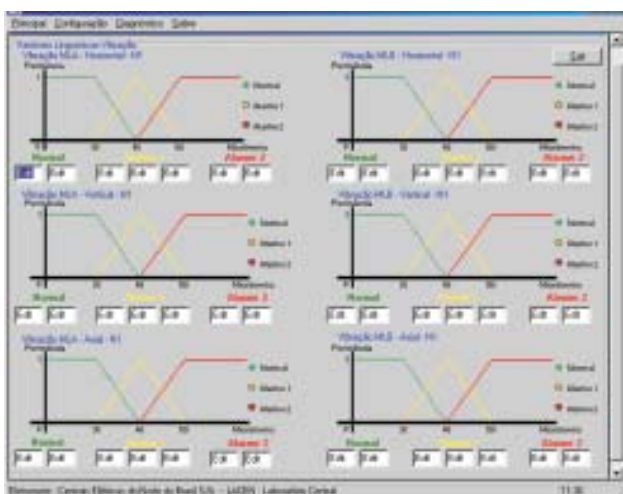


FIGURA 11. Ajuste das Funções de Pertinência de Vibração

#### IV. CONCLUSÃO

As vantagens da utilização da instrumentação virtual são enormes, permitindo um acompanhamento contínuo do estado operativo dos equipamentos a um custo relativamente baixo.

Toda informação captada por meio de sensores pode ser digitalizada, tratada, analisada, armazenada e transmitida para os mais remotos pontos da empresa, com isso evita-se o deslocamento de equipes de técnicos para a coleta de dados a respeito dos equipamentos, diminuindo as despesas e agilizando no diagnóstico de possíveis problemas que o equipamento possa apresentar. O sistema especialista como um todo representa uma grande ferramenta de apoio à implantação da manutenção preditiva e na diminuição do tempo de indisponibilidade de equipamentos, aumentando assim a confiabilidade dos sistemas elétricos.

#### V. AGRADECIMENTOS

Agradecemos ao Gerente da Regional de Comercialização do Pará (CPA), Eng. Francisco Roberto Reis França e ao Gerente do Laboratório Central da Eletronorte (Lacen), Eng. Luis Cláudio da Silva Frade pelo incentivo e disponibilização dos recursos humanos e materiais necessários para a realização deste projeto, e a todos que direta ou indiretamente contribuíram para este trabalho.

#### VI. REFERÊNCIAS

- [1] Ripper, "Monitoração e Diagnóstico de Máquinas", Apostila do Curso "Técnicas Modernas de Manutenção", COPPETEC, UFRJ, 2001.
- [2] JAMAL, R., PICHLIK, H. LabVIEW applications and solutions. National Instruments. Estados Unidos, 2001.
- [3] National Instruments. G programming reference manual; Estados Unidos, 2001.
- [4] National Instruments. LabVIEW Version 5.1 Addendum; Estados Unidos, 2001.
- [5] César Augusto Mateus. C++ Builder 5: Guia Prático /. – São Paulo: Érica, 2000.
- [6] BARRETO, Jorge Muniz, Inteligência Artificial no limiar do século XXI, 2ª Ed. Florianópolis, 1999.
- [7] Shaw, Ian S., Simões, Marcelo Godoy –Controle e Modelagem Fuzzy – ed. Edgard Blucher – FAPESP,1999.
- [8] Controle & Automação - Revista da Sociedade Brasileira de Automação Set/Out 1994 – Número Especial: Sistemas Nebulosos, Vol.4/Nº3 (02-09).
- [9] Zindeluk, M., "Análise de Vibração", Apostila do Curso "Técnicas Modernas de Manutenção", COPPETEC, UFRJ, 2001.

# Desenvolvimento de um Sistema de Coleta de Dados para Inspeção de Usinas, Subestações e Linhas de Transmissão

J. M. Silva F<sup>o</sup>., ENERSUL e V. P. Ferrari, A. G. Reichel, M. T. Nakahata, A. R. Almeida, LACTEC

## RESUMO

Este trabalho teve como objetivos: especificar, desenvolver e colocar em operação na Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A – ENERSUL, o protótipo de um sistema eletrônico de gerenciamento e execução de inspeções destinado à automação dos procedimentos envolvidos na coleta de dados de inspeção em usinas, subestações e linhas de transmissão.

## PALAVRAS-CHAVE

Automação de inspeções, Coletor de dados eletrônico, Gerenciamento eletrônico de inspeções.

## I. INTRODUÇÃO

O setor elétrico tem sofrido nos últimos anos processos de privatização que vêm inserindo novos conceitos de competição neste mercado. Este novo modelo transfere para a iniciativa privada a responsabilidade de fornecer energia com qualidade, ficando com o Estado o dever de estabelecer e fiscalizar o cumprimento das regras para o negócio, tarefas que estão sob a responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Isto tem afetado de forma significativa a gestão técnica das concessionárias de energia elétrica no sentido de tornarem-se mais eficientes. Dentro deste contexto, a ENERSUL teve a iniciativa de procurar aumentar a sua eficiência nos processos envolvidos na execução e controle de inspeções em instalações de geração, transmissão e subestações de energia elétrica, visando diminuir a ocorrência de falha humana nos procedimentos de inspeção com a padronização da coleta de dados em campo, diminuir a burocracia e efficientizar o controle das inspeções, aumentando a velocidade de obtenção destas informações pelas pessoas responsáveis pelas decisões técnicas sobre os encaminhamentos necessários às in-

formações levantadas. A necessidade desse acréscimo de eficiência justifica-se pelo aumento do rigor da fiscalização e pelas penalidades impostas pela ANEEL às concessionárias de energia elétrica pelo não cumprimento de requisitos de qualidade do serviço prestado, que depende grandemente do estado físico e funcional dos dispositivos que compõem as suas instalações elétricas. Portanto, para serem mais competitivas é necessário que as concessionárias sejam capazes de fornecer um serviço cada vez melhor para a população com um menor custo operacional.

## II. DESENVOLVIMENTO

O sistema descrito traz como aspecto inovador o desenvolvimento de um coletor de dados de inspeção, que utiliza uma alta tecnologia em computação móvel, com possibilidade de aquisição de imagens em cores e dispõe de um aplicativo bastante abrangente, que o habilita a ser utilizado na inspeção de usinas, subestações e linhas de transmissão. Opera sobre uma base de dados com possibilidade de atualização, sem a necessidade de alteração de versão do aplicativo por pessoal especializado. Este aplicativo utiliza ainda uma interface homem/máquina (IHM) gráfica bastante amigável, com entrada de dados baseada em toques na tela e, por ser uma interface compatível com sistemas operacionais “Windows”, largamente utilizados em microcomputadores, tem uma curva de aprendizado bastante acelerada, o que facilita sua aceitação pelos técnicos responsáveis pela execução das inspeções.

O sistema de gerenciamento de inspeções também desenvolvido neste projeto possui a importante característica de funcionar como um módulo integrado ao sistema corporativo de gestão técnica da área de manutenção da ENERSUL chamado “Mire Navigator”, sendo assim totalmente compatível com outros módulos deste sistema, além de utilizar uma grande infra-estrutura de “software” pré-existente.

O desenvolvimento do projeto iniciou-se com o estudo dos processos utilizados e do modo de funcionamento das inspeções na ENERSUL, visando o levantamento de dados técnicos e operacionais para o estabelecimento das especificações, arquitetura e funcionalidades necessárias ao novo sistema eletrônico de inspeções.

V. P. Ferrari trabalha no Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec (e-mail: ferrari@lactec.org.br).

A. G. Reichel trabalha no Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec (e-mail: amarildo@lactec.org.br).

M. T. Nakahata trabalha no Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec (e-mail: mateus@lactec.org.br).

A. R. Almeida trabalha no Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec (e-mail: andre.almeida@lactec.org.br).

J. M. Silva F<sup>o</sup>. trabalha na Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A - Enersul (e-mail: jacymun@notes.escelsa.com.br).

Após análise dos dados levantados, concebeu-se a arquitetura do Sistema Eletrônico de Gerenciamento e Execução de Inspeções – SEGEL, conforme mostrado na figura 1.

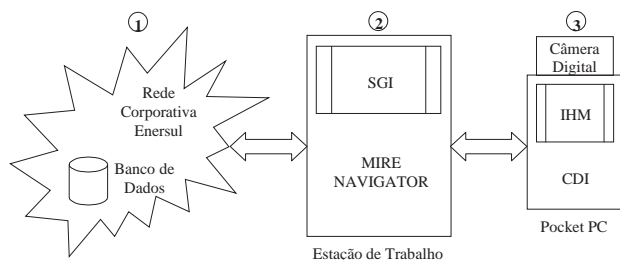


FIGURA 1 - Diagrama esquemático da arquitetura do SEGEL.

Neste diagrama, o bloco 1 representa a rede “intranet” corporativa da ENERSUL pela qual encontram-se interligados servidores e estações de trabalho como a que está representada pelo bloco 2. Estas estações são normalmente microcomputadores de mesa (PCs), onde são executados os módulos do sistema “Mire Navigator”. Isto já existia anteriormente e foi utilizado como infra-estrutura neste desenvolvimento.

Para automatizar os procedimentos de inspeção em campo, desenvolveu-se o Coletor de Dados de Inspeção – CDI (bloco 3), implementado em um computador de bolso do tipo “Pocket PC” com uma câmera digital acoplada. O CDI se conecta a qualquer estação de trabalho da rede corporativa, nas quais foi criado um novo módulo computacional, integrado ao sistema “Mire Navigator”, denominado Sistema de Gerenciamento de Inspeções (SGI). No SGI são montadas por localidade a ser inspecionada, as ordens de serviço (OS) eletrônicas que serão transmitidas via comunicação local ao CDI, onde é executado o aplicativo desenvolvido para a coleta padronizada de dados em campo. Após a execução de uma OS de inspeção eletrônica, pode-se conectar o CDI em qualquer estação de trabalho e, através do SGI, transmitir as informações registradas em campo para um banco de dados de inspeção localizado em um servidor da rede corporativa, onde através do SGI estes dados serão processados, analisados e encaminhados.

Para o desenvolvimento do CDI, foi feita uma análise das características de “hardware” necessárias a este equipamento, chegando-se à seguinte lista de requisitos técnicos para o computador portátil a ser utilizado:

- Computador de bolso industrial, pequeno, robusto, com tela colorida de pelo menos ¼ VGA com boa visualização mesmo quando em campo aberto;
- Equipado com sistema operacional Microsoft Windows CE 3.0 Pocket PC 2002 (ou mais atual);
- Entrada de dados via toque na tela (“touch screen”);
- Resistente a pequenas quedas, poeira e chuva fina;
- Com alça para transporte;
- Possibilidade de aquisição de imagens via câmera digital colorida integrada ou acoplável;
- Memória mínima de 32 MB RAM, com possibilidade de expansão;

- Comunicação serial RS-232, USB ou LAN (com fio);
- Durabilidade da bateria de pelo menos 8 horas de operação, com “display” visível em campo aberto.

Embora equipamentos desenhados para apresentarem uma suportabilidade compatível com ambientes agressivos sejam bem mais caros que os de uso pessoal (pelos menos o dobro), o que foi considerado neste aspecto foi a relação custo/robustez em equipamentos projetados para uso industrial, tendo em vista também que o CDI não precisaria ser posteriormente replicado em grande número.

O aplicativo de inspeção começou a ser desenvolvido em ambiente de emulação em PC, até a localização e disponibilização de um equipamento que a princípio atendia aos requisitos técnicos necessários. Este equipamento foi então utilizado como base para o desenvolvimento do CDI até os primeiros testes de campo. Nesta etapa, percebeu-se que o “Pocket PC” selecionado, embora apresentasse uma excelente visualização de sua tela em ambiente fechado, em campo aberto esta característica deixou muito a desejar, pois sua tela com iluminação puramente transmissiva competia com a luz ambiente, apresentando-se insatisfatória para uso externo, decidindo-se por não mais utilizá-lo.

Partiu-se então para a pesquisa e obtenção de um equipamento similar com uma tecnologia de tela mais aprimorada, que fosse equipada com iluminação transflexiva, onde além da transmissão luminosa há também um filtro óptico que reflete parte da luz incidente no sentido de reforçar os pontos luminosos da tela. Entretanto, os equipamentos da linha industrial que dispunham desta tecnologia apresentaram-se excessivamente caros. Com isso, optou-se então por um “Pocket PC” da linha comercial que, embora não tivesse a mesma suportabilidade de um equivalente da linha industrial, apresentava todas as demais características necessárias, principalmente a de tela, a um custo mais razoável.

Para contornar o problema da falta de robustez, além de adquirir-se os “Pocket PCs” com uma garantia adicional contra acidentes, desenvolveu-se uma capa de couro sintético, impermeável e com características mecânicas tais que, além da proteção contra partículas agressivas, absorvesse grande parte da energia cinética do impacto de uma queda, transferindo apenas uma pequena parte dessa energia ao equipamento. A capa de proteção desenvolvida engloba também a câmera digital, acoplada ao “Pocket PC” através de um acessório de expansão que possui uma bateria extra para dar a autonomia de trabalho requerida ao equipamento.

Este equipamento comunica-se com um PC através de uma base de sincronização que possui um cabo de comunicação com duas opções de conexão, uma via porta USB e outra via porta serial assíncrona RS-232. Quando colocado na base, se esta estiver energizada pela respectiva fonte de alimentação, a bateria do “Pocket PC” é também recarregada.

A câmera digital selecionada para compor o “hardware” do CDI possui barramento “Compact Flash” que tornou-se um dos principais padrões industriais para conexão de perifé-

ricos aos “Pocket PCs” e é equipada com um sensor policromático de imagens de 1280 x 1024 “pixels” (SXGA). Entretanto esta alta resolução não foi toda utilizada pelo fato de que, quanto maior a resolução, maior o arquivo digital de armazenamento da imagem adquirida. Porém, esta câmera, por ser mais moderna, apresentava um menor consumo de energia quando comparada com as demais, fato importante para o atendimento ao requisito de tempo de autonomia do CDI. A figura 2 mostra todos os componentes do CDI.



FIGURA 2 – Componentes do CDI: “Pocket PC” com o aplicativo de inspeção, câmera digital na jaqueta de expansão, base de comunicação, fonte de alimentação, cabos e a capa protetora.

Para a definição da interface gráfica do aplicativo de inspeção, desenvolveu-se um simulador das telas de operação para ser executado em PC. Isto foi muito útil para se chegar ao “layout” mais apropriado pois, além do desenvolvimento de “software” para PC ser muito mais rápido do que para “Pocket PC”, possibilitando a depuração do “layout” gráfico para aprovação pelas pessoas responsáveis.

O aplicativo de inspeção desenvolvido utiliza uma tecnologia de banco de dados e comunicação de forma que, a cada vez que o CDI é conectado a uma estação de trabalho para, através do SGI, receber novas OSs de inspeção, todas as tabelas de dados auxiliares à operação do aplicativo são automaticamente atualizadas. Assim, o CDI apresenta grande flexibilidade para expansão de sua aplicabilidade, sem a necessidade de alterações em seu código executável.

Após a carga do CDI com OSs de inspeção planejadas, ele é colocado na capa protetora e levado a campo para a execução das inspeções. É possível carregá-lo com OSs de várias localidades ao mesmo tempo, abrangendo toda uma rota de inspeção. No CDI é disponibilizado um “Check List” completo de todos os itens a serem verificados em cada equipamento da localidade ou trecho de um circuito. Em caso de detecção de um defeito, pode-se registrá-lo através das interfaces projetadas para este fim, dentre as quais encontra-se a de aquisição de imagens. Os quadros capturados pela câmera digital são apresentados na tela do CDI como em uma filmadora, podendo-se congelar e salvar até 3 fotos por defeito, não havendo limites lógicos para o número de defeitos registrados. Após a execução de uma OS de inspeção, todos os registros efetuados podem ser consultados e visualizados no próprio CDI.

Existe ainda no aplicativo, funções de segurança que restringem a sua utilização apenas a pessoal autorizado, com número de matrícula e senha válidos.

Na figura 3 tem-se o CDI pronto para operação.



FIGURA 3 – O CDI em sua capa, mostrando o grampo (no centro) e as alças para transporte, o elástico para prendê-lo à mão do operador (à direita) e a abertura conversível superior para a câmera digital.

O desenvolvimento do SGI iniciou-se com uma análise de requisitos para este sistema, visando a definição de suas funcionalidades. A partir destes requisitos identificou-se os processos principais a serem executados pelo SGI:

- Cadastros e configurações;
- “Download” de OSs de inspeção planejadas para o CDI;
- “Upload” de OSs executadas no CDI;
- Segurança e auditoria.

Estes processos e seus atores encontram-se esquematizados na Figura 4.

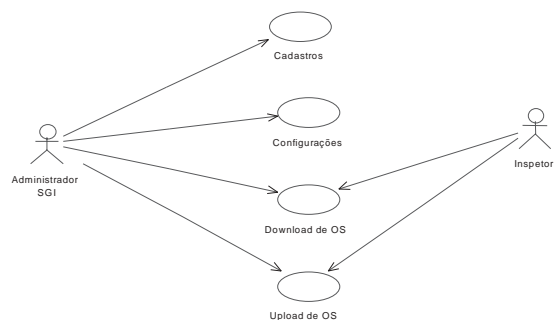


FIGURA 4 - Principais processos do SGI e seus respectivos atores.

O SGI oferece ao usuário ferramentas para o cadastro dos equipamentos de campo (CDIs), inspetores, usuários e níveis de segurança, podendo-se associar a um inspetor um ou mais CDIs que estiverem sob o seu poder. Um inspetor pode ser um funcionário ou um fornecedor de serviços.

O SGI também conta com um sistema de parametrizações para flexibilizar o seu uso ao máximo, de forma a minimizar a intervenção de um programador para alterar/adaptar o seu funcionamento.

Os processos de “Download” e “Upload” de ordens de serviço são os responsáveis pela transferência de dados entre o SGI e o CDI. Uma vez respeitadas todas as regras de validação dos dados, estas ações podem acontecer a qualquer tempo e de forma independente. Todo o histórico de “Downloads” e “Uploads” fica registrado no sistema para a geração de estatísticas. Ao descarregar as OSs planejadas, o SGI atualiza todas as tabelas de dados auxiliares, necessárias à operação do CDI, gravando também a data e hora do “Download” assim como do “Upload”, para cálculo do tempo gasto para obtenção das informações de campo.

A figura 5 mostra a tela principal do SGI.

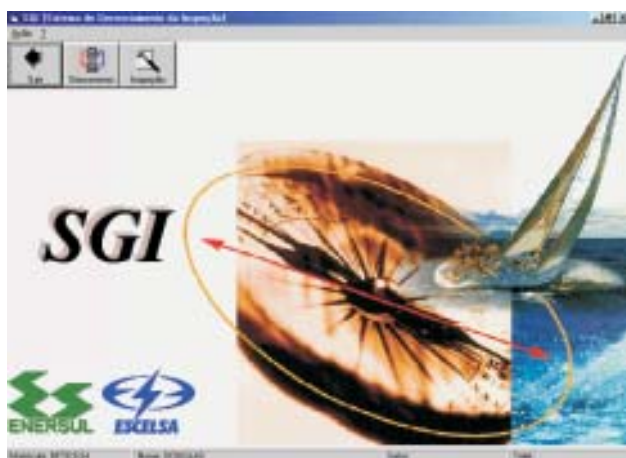


FIGURA 5 - Tela principal do Sistema de Gerenciamento de Inspeções - SGI.

A partir desta tela tem-se acesso aos módulos de cadastro de itens de inspeção e de comunicação com o CDI. Na tela de cadastro de itens de inspeção, monta-se o “Check List” para cada tipo de equipamento ou material de estrutura, associando-os ao tipo de instalação aos quais pertencem: usina, subestação ou linha de transmissão. A tela de comunicação com o CDI apresenta dois modos de operação: “Download” e “Upload”, destinados respectivamente a enviar OSs de inspeção planejadas e dados auxiliares de operação ao CDI e receber deste as OSs executadas com os dados dos registros efetuados.

No modo de “Download” utiliza-se um recurso de pesquisa na base de dados do “Mire Navigator” e busca-se as OSs de inspeção planejadas. Esta pesquisa é feita de acordo com critérios de filtragem definidos pelo operador a partir de uma ampla gama de possibilidades. Seleciona-se então entre as OSs resultantes quais serão enviadas ao CDI e executa-se o envio.

Após o “Upload” das OSs executadas no CDI, pode-se visualizar os defeitos registrados durante as inspeções e cada defeito pode então ter suas informações complementadas em uma interface de edição dos defeitos. Assim, o defeito pode ser transformado numa OS de manutenção e ser enviada ao

sistema “Mire Navigator” para controle do serviço.

Ainda na interface de visualização dos defeitos, pode-se também visualizar as fotos registradas pelo CDI para o defeito selecionado, conforme mostrado na figura 6.

Este recurso é muito interessante, pois permite que uma pessoa capacitada a decidir sobre o encaminhamento a ser dado ao defeito, veja em detalhes o que realmente está ocorrendo em campo, podendo assim tomar a decisão mais acertada.



FIGURA 6 - Interface de visualização das fotos do defeito selecionado.

### III. CONCLUSÕES

De uma forma geral o projeto foi muito bem sucedido, pois atingiu-se o objetivo inicial de colocar em operação na ENERSUL um protótipo plenamente desenvolvido e funcional do Sistema Eletrônico de Gerenciamento e Execução de Inspeções – SEGEI.

Os resultados com relação aos benefícios proporcionados pela eficientização do processo de inspeção em usinas, subestações e linhas de transmissão na ENERSUL com a utilização deste novo sistema ainda estão sendo avaliados, devido à sua recente implantação. Esta nova metodologia de trabalho exige um período de transição e adaptação do pessoal envolvido nestas tarefas, trazendo inclusive algumas mudanças de mentalidade e de filosofia de execução das inspeções. Esta adaptação demanda um certo tempo para ser assimilada, principalmente pelos técnicos eletricitistas, que são os principais usuários deste novo sistema.

Contudo, percebe-se um real interesse pela sua utilização, o que é um passo importante para sucesso deste sistema.

### IV. AGRADECIMENTOS

Os desenvolvedores agradecem ao Eng. Jacyr Muniz Silva Filho da ENERSUL pela iniciativa e pelas contribuições durante a especificação e execução deste projeto.

### V. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. R. S. Magalhães, “Gemadis: Sistema de gerenciamento de serviços de manutenção de RDs”, apresentado no XIV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, Paraná, 11/2000.
- [2]. P. A. S. Campos, J. W. L. Mendonça, “Manutenção em redes de distribuição - plano de inspeção e correção contínua”, apresentado no XIV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, Paraná, 11/2000.

# Detecção, Localização e Análise de Defeitos na Rede de Média Tensão Utilizando Técnicas de Inteligência Artificial

E. C. Senger\*, C. Goldemberg\*, G. Manassero Jr. \*, E. L. Pellini\* e A. E. S. Cintra\*\*; \* Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo; \*\*Bandeirante Energia S.A.

## RESUMO

Este trabalho apresenta a adaptação, implementação e resultados de testes de um sistema automatizado de localização de faltas, desenvolvido pelo Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da EPUSP. Além desse sistema, o trabalho apresenta também o desenvolvimento e implementação de um aplicativo para análise de eventos de sobrecorrente, desenvolvido em conjunto com a concessionária Bandeirante Energia, que tem o objetivo de fornecer informações suficientes para a manutenção preventiva da rede elétrica. O sistema de localização de faltas é composto por medidores digitais instalados nas subestações de distribuição, que registram sinais de corrente e tensão sempre que ocorrer um evento de sobrecorrente. Esses sinais são processados nas subestações e enviados a um microcomputador, instalado no centro de operação, que é responsável pela localização e classificação dos dados da falta. O aplicativo de análise de ocorrências utiliza informações fornecidas pelo sistema de localização para determinar as causas da ocorrência.

## PALAVRAS-CHAVE

automação, clustering, distribuição, inteligência artificial, localização de faltas.

Este novo panorama torna interessante para as concessionárias dispor de um método que possibilite localizar com rapidez qualquer falta permanente nos seus alimentadores primários, minimizando desta forma, o tempo de deslocamento da equipe de manutenção e o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

Além das faltas permanentes, é interessante também determinar a localização e as causas de faltas transitórias, uma vez que essas faltas podem evoluir para faltas permanentes se não houver uma manutenção preventiva adequada da rede.

Sendo assim, a imediata localização do ponto de ocorrência do defeito implica em:

- redução nos tempos de interrupção do fornecimento de energia elétrica: é resultado direto da diminuição no tempo de localização da falta;
- redução dos custos operativos: a rápida identificação do ponto de defeito implica na redução dos deslocamentos das equipes de manutenção, permitindo inclusive uma diminuição do número dessas equipes para realizar esse tipo de trabalho;
- aumento do faturamento da empresa: é consequência imediata da redução nos custos operativos e nos tempos de interrupção do fornecimento de energia elétrica;
- aumento da satisfação do consumidor: com a diminuição dos tempos de interrupção do fornecimento, há uma melhora nos índices de continuidade de serviço da rede e da imagem da empresa perante os consumidores;
- otimização dos trabalhos de manutenção: curtos-circuitos transitórios, que não resultam em abertura permanente de disjuntor ou queima de fusível, não podem ser estudados, uma vez que não existem evidências que possam determinar sua causa e localização. O sistema descrito neste trabalho pode ser utilizado para a localização desses eventos, enquanto o aplicativo de análise de ocorrências é capaz de determinar suas causas, fornecendo informações importantes para as equipes de manutenção.

## I. INTRODUÇÃO

As pesquisas no campo dos sistemas de distribuição têm crescido de forma significativa nos últimos anos. Grande parte destes estudos visa melhorar os índices de continuidade de serviço da rede, uma vez que a desregulamentação do setor elétrico obrigou as concessionárias a operarem em um ambiente de competição, que exige menores custos, maior confiabilidade e melhor qualidade de serviço para o consumidor.

E. C. Senger é professor do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (e-mail: senger@pea.usp.br)

C. Goldemberg é professor do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (e-mail: clovis@pea.usp.br)

G. Manassero Jr. é aluno de pós-graduação, nível doutorado, do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (e-mail: giomanjr@pea.usp.br)

E. L. Pellini é aluno de pós-graduação, nível mestrado, do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (e-mail: epellini@pea.usp.br)

A. E. S. Cintra trabalha na empresa Bandeirante Energia S.A. (e-mail: andre\_endrigo@bandeirante.com.br)

## II. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

O sistema de localização de faltas baseia-se em: a) medições em tempo real das grandezas elétricas nas subestações; b) oscilografia de eventos de sobrecorrente e; c) base de dados com a topologia e os parâmetros elétricos dos alimentadores de distribuição.

Esse sistema, ilustrado na figura 1, é composto de diversos aplicativos de software, instalados tanto nas subestações quanto no centro de operação da distribuição - COD, que processam as informações das ocorrências nas subestações, fornecidas por medidores digitais instalados na saída de cada alimentador primário, e registram os resultados em uma base de dados específica do sistema. Os resultados do processo de localização de faltas são disponibilizados aos operadores do COD através de uma interface baseada em Web que pode ser acessada através da Intranet da empresa.

Para cada tipo de informação coletada pelo sistema há um aplicativo específico responsável pelo seu processamento. Um software principal, instalado tanto nas subestações quanto no centro de operação, dedica-se à execução de todas as instâncias destes aplicativos bem como ao gerenciamento dos resultados fornecidos por eles.

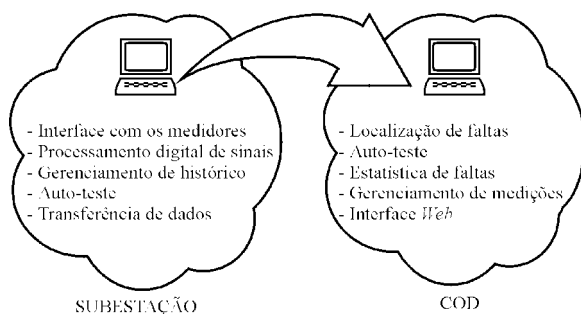


FIGURA 1. Sistema de localização de Faltas

### A. Aplicativos do Sistema Instalados nas SE's

Os aplicativos do sistema de localização de faltas, instalados nas subestações são:

- aplicativo de interface com o software do medidor: responsável pelo registro dos dados fornecidos pelos medidores digitais em cada evento de sobrecorrente. Os registros efetuados por esse aplicativo são utilizados pelos demais aplicativos do sistema;
- aplicativo de processamento digital de sinais: responsável pelo processamento dos registros de oscilografia dos eventos de sobrecorrente. Esse aplicativo fornece todas as informações necessárias para a localização e classificação das faltas. Essas informações são:
  - a) Fasores de pré-falta e de falta das tensões e correntes, calculados a partir da oscilografia do evento;
  - b) Tipo de falta e fases envolvidas na falta;
  - c) Potências de pré e pós-falta;
  - d) Instantes de abertura/fechamento do disjuntor e seu estado final;

- aplicativo para gerenciamento de histórico: responsável pela manutenção do histórico de eventos do sistema na subestação;
- aplicativo de auto-teste do sistema: responsável pela verificação do funcionamento dos medidores e dos demais aplicativos;
- aplicativo de transferência de dados: responsável pelo envio das informações ao microcomputador do centro de operação;
- aplicativo principal de gerenciamento da subestação: responsável pelo gerenciamento de todas as instâncias dos aplicativos descritos acima e monitorar o estado do sistema.

### B. Aplicativos do Sistema Instalados no COD

Os aplicativos do sistema de localização de faltas, instalados no centro de operação são:

- aplicativo de localização de faltas: é o principal aplicativo do sistema. Responsável pelo processamento da função de localização de faltas e cadastramento dos resultados no banco de dados. Localiza os possíveis pontos de ocorrência do defeito através de informações fornecidas pelo aplicativo de processamento digital de sinais, instalado na subestação, e por uma base de dados com os parâmetros elétricos do alimentador onde a falta ocorreu.;
- aplicativo de auto-teste: responsável pelo cadastramento, no banco de dados, das informações de watchdog provenientes das subestações;
- aplicativo de estatística de faltas: responsável pelo resumo e estimativas dos eventos de sobrecorrente registrados nas subestações;
- aplicativo de gerenciamento de medições: responsável pela manutenção das medições recebidas periodicamente das subestações no banco de dados;
- aplicativo de interface Web: responsável pelo gerenciamento de usuários e subestações cadastradas, além da exibição de todos os resultados do sistema (por exemplo, os resultados do aplicativo de localização de faltas são exibidos ao operador através de um mapa gráfico contendo o desenho da topologia do alimentador e os possíveis pontos de ocorrência da falta);
- aplicativo principal de gerenciamento do centro de operação.

O sistema de localização de faltas depende de uma infra-estrutura de software e hardware instalada tanto nas subestações de distribuição quanto no COD. A figura 2 apresenta uma subestação típica, que possui uma entrada de alta tensão conectada a um transformador com secundário duplo. A cada um dos secundários do transformador estão conectados quatro alimentadores primários, o que resulta em um total de oito alimentadores nesta subestação

### C. Infra-estrutura de Hardware na SE

Conforme ilustrado na figura 2, a infra-estrutura de hardware presente nas subestações consiste em: medidores digitais instalados na saída de cada alimentador, microcomputador, canal de comunicação entre os medidores e o microcomputador e canal de comunicação entre o centro de operação e a subestação.

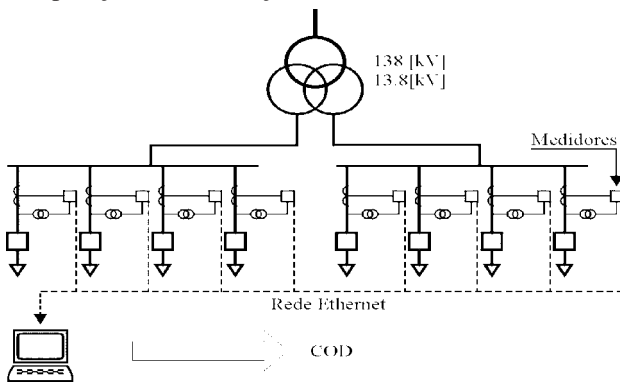


FIGURA 2. Infra-estrutura de hardware de uma subestação de distribuição

- Medidores digitais: a saída de cada alimentador primário é monitorada por um medidor digital POWER 3720 ACM, da empresa canadense Power Measurements. Esses medidores estão conectados a um microcomputador instalado na subestação, através de uma rede Ethernet;
- Rede Ethernet: os medidores estão conectados ao microcomputador da subestação através de uma rede padrão Ethernet a 10 Mbits;
- Microcomputador: recebe as informações dos medidores digitais através da rede Ethernet e processa os aplicativos do sistema descritos anteriormente.

### D. Infra-estrutura de Software na SE

A infra-estrutura de software instalada nas subestações consiste em aplicativos comerciais responsáveis pela comunicação com os medidores e armazenamento dos dados recebidos.

Software dos medidores:

- **PEGASYS:** conjunto de programas da Power que realizam a interface com os medidores digitais 3720. Os principais programas que são utilizados pelo sistema de localização de faltas são:
  - a) Communication Server: programa que gerencia as comunicações dos medidores com o computador através da rede Ethernet;
  - b) VIP (Virtual ION Processor): programa responsável pela automatização do processo de geração de relatórios.;
  - c) Report Generator: este programa reúne todos os dados necessários e gera um relatório em MS-EXCEL.;
  - d) DDE Server (ION\_Link): programa que disponibiliza os dados do PEGASYS a outros programas do sistema operacional.

Software para armazenamento dos dados:

- **MS-EXCEL:** planilha de cálculo do pacote MS-Office utilizada pelo PEGASYS na geração dos relatórios.

### E. Infra-estrutura de Hardware e Software no COD

A infra-estrutura de hardware no COD consiste em um computador IBM PC compatível, conectado na intranet da empresa, que recebe os dados enviados pelo computador da subestação. Além dos aplicativos do sistema de localização de faltas, o microcomputador do COD tem acesso a uma base de dados SQL, para armazenamento da topologia dos alimentadores, dos eventos de sobrecorrente e registros efetuados nas subestações pelos equipamentos digitais de medição.

A topologia do alimentador consiste nos parâmetros elétricos e nos dados geográficos (posição dos postes em coordenadas UTM) de cada alimentador que é monitorado pelo sistema de localização de faltas.

### F. Fluxo de Dados do Sistema

Na ocorrência de um evento de sobrecorrente em um dos alimentadores monitorados pelo sistema, o equipamento digital de medição, responsável pela aquisição dos dados desse alimentador, registra os sinais de tensão e corrente e os envia ao microcomputador localizado na subestação.

O software PEGASYS, instalado no microcomputador da subestação, coleta os registros do medidor e os armazena em um arquivo no formato EXCEL. O aplicativo responsável pelo gerenciamento do sistema dispara o aplicativo de interface com o software do medidor que converte esses dados em um arquivo. Quando esse arquivo é gravado em disco, o aplicativo de gerenciamento dispara o aplicativo de processamento digital de sinais.

O resultado desse processamento é enviado pelo aplicativo de transferência de dados ao microcomputador localizado no COD.

Quando esse arquivo chega ao microcomputador do COD, o aplicativo de gerenciamento do sistema dispara o aplicativo de localização de faltas. Esse aplicativo faz uma consulta na base de dados referente ao alimentador defeituoso e identifica os possíveis pontos de ocorrência do defeito. O resultado da localização é armazenado na base de dados e fica disponível ao operador, através da interface Web do sistema. O fluxo de dados está apresentado na figura 3.

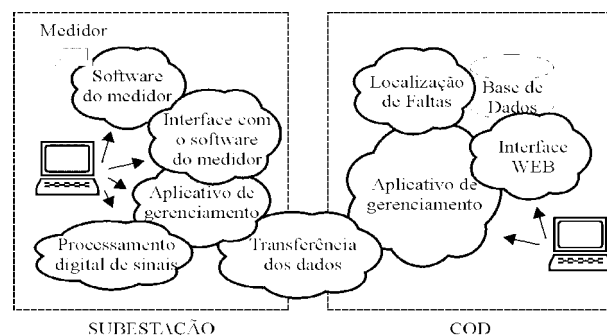


FIGURA 3. Fluxo de dados do sistema



### III. DESCRIÇÃO DO APLICATIVO DE ANÁLISE DE OCORRÊNCIAS

O aplicativo de análise de ocorrências na rede primária é baseado em um algoritmo, desenvolvido utilizando-se técnicas de clustering, que analisa os resultados do processo de localização de faltas e as informações fornecidas pelas equipes de manutenção. A principal vantagem que o aplicativo pode oferecer é a possibilidade de investigação, por parte do departamento de Manutenção, dos eventos transitórios que ocorrem na rede.

Uma vez que os equipamentos digitais registram todos os eventos de sobrecorrente, tanto os eventos permanentes quanto os transitórios são tratados automaticamente pelo sistema de localização de faltas. Os eventos transitórios são de pouco interesse para os operadores, já que não resultam em queima de fusível ou abertura de disjuntor portanto não há consumidores afetados. Entretanto, esses eventos são de interesse da Manutenção já que podem evoluir para eventos permanentes, alterando os índices de continuidade de serviço da rede, a confiabilidade e a qualidade da energia entregue aos consumidores.

A investigação das causas de eventos transitórios pode auxiliar na decisão quanto à manutenção preventiva da rede (poda de árvores em uma dada região, vistoria da rede com termo visor, etc.).

O aplicativo de análise de ocorrências tem os seguintes dados de entrada: período para a análise; subestação e alimentador. Esses dados são fornecidos pelo usuário através de uma interface Web similar à interface do sistema de localização de faltas. Os itens abaixo descrevem as informações fornecidas pelo aplicativo através dos dados de entrada.

#### A. Dados Estatísticos

Os dados estatísticos fornecidos pelo aplicativo de análise de ocorrências são agrupados por alimentador e por subestação em um período de tempo fornecido pelo usuário. Esses dados são apresentados em termos de taxa média de falhas por quilômetro, por mês, e número absoluto de faltas no período considerado.

Além disso, os dados estão divididos em: dados sobre os eventos permanentes e dados sobre os eventos transitórios. Para os eventos permanentes os dados estatísticos estão divididos nas seguintes categorias:

- causas da ocorrência: falha de manutenção, abaloamento, vegetação, objeto na rede, etc.;
- material danificado e suas causas: cabo rompido por falta de poda de árvores, amarração danificada por queimada/incêndios, etc.;
- condições atmosféricas: tempo bom, chuvoso, com chuva e ventania, etc.

Uma vez que os eventos transitórios não possuem esses detalhes, os dados estatísticos restringem-se apenas à taxa média de falhas por quilômetro, por mês, e número absoluto de eventos no período considerado.

#### B. Processo de Clustering

O processo de clustering consiste em agrupar os pontos

localizados dos eventos de sobrecorrente em um dado alimentador que ocorreram em um determinado período de tempo definido pelo usuário. O agrupamento é feito de acordo com a posição geográfica dos pontos e seu diagrama de blocos está apresentado na figura 4.

- Busca dos pontos localizados: o algoritmo de análise faz uma busca na base de dados do sistema para obter todos os pontos localizados no alimentador selecionado e no período de busca selecionado pelo usuário.
- Cálculo da distância entre os pontos: essa etapa do algoritmo consiste no cálculo das distâncias entre todos os pontos. Essas distâncias são armazenadas em uma matriz de distâncias euclidianas conforme apresentado na equação 1.

$$D = \begin{bmatrix} 0 & d_{12} & \cdots & d_{1n} \\ d_{21} & 0 & \cdots & d_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ d_{n1} & d_{n2} & \cdots & 0 \end{bmatrix} \quad (1)$$

Onde:  $d_{ij} = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2}$  é a distância

entre os pontos  $i$  e  $j$  fornecidos pela etapa anterior

- Determinação da taxa global de falhas (global): número de faltas permanentes no período considerado, por quilômetro de rede (de toda subestação a qual o alimentador está conectado), por mês. Essa informação é obtida através de uma consulta na base de dados do sistema, e está apresentada na equação 2.

$$\lambda_{global} = \frac{\text{número de faltas permanentes}}{\text{km} \cdot \text{mês}} \quad (2)$$

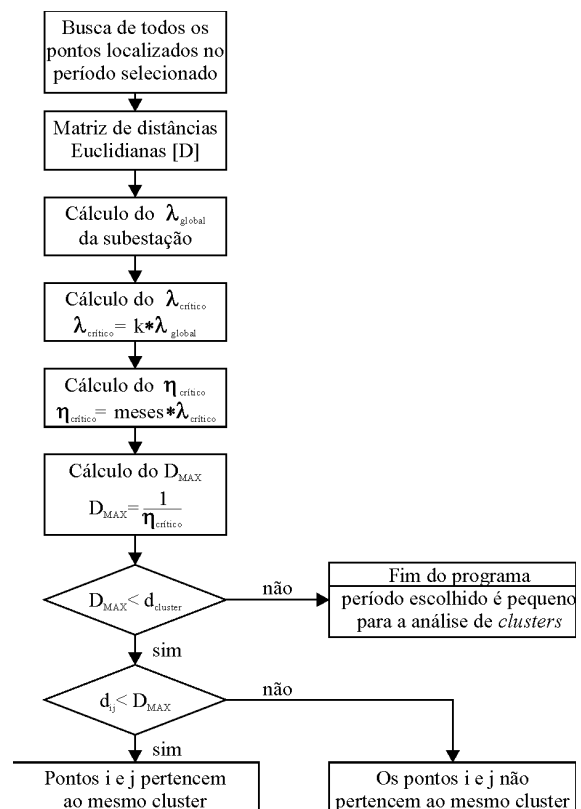


FIGURA 4. Diagrama de blocos do algoritmo da análise de ocorrências

- Determinação da taxa crítica de falhas (crítico): a taxa crítica de falhas é uma variável de entrada do aplicativo que é utilizada para determinar os alimentadores que possuem uma taxa média de falhas superior à taxa do sistema, conforme apresentado na equação 3.

$$\lambda_{crítico} = k \cdot \lambda_{global} \quad (3)$$

- Determinação do número crítico de falhas ( crítico): consiste na determinação do número de falhas, a partir da taxa crítica de falhas, durante o período selecionado pelo usuário, conforme apresentado na equação 4.

$$\eta_{crítico} = meses \cdot \lambda_{crítico} \quad (4)$$

- Determinação da distância máxima para agrupamento dos clusters (DMAX): consiste no cálculo da distância máxima utilizada pelo software para considerar que dois pontos localizados fazem parte do mesmo cluster, conforme apresentado na equação 5.

$$D_{MAX} = \frac{1}{\eta_{crítico}} \quad (5)$$

Após a determinação da distância máxima (DMAX), o aplicativo verifica se essa distância é inferior a um valor ajustado previamente ( $d_{cluster}$ ), ver figura 4. Caso a distância seja superior, o aplicativo considera que o período selecionado é pequeno, e o processo de clustering é abortado. Caso contrário, os pontos localizados são agrupados e os resultados são apresentados ao usuário conforme ilustrado pela figura 5. Nessa figura são apresentados onze pontos localizados, que foram agrupados em três clusters.

Além da visualização do alimentador, o usuário tem informações sobre a taxa média de faltas por quilômetro de rede de cada cluster, pelo período selecionado.

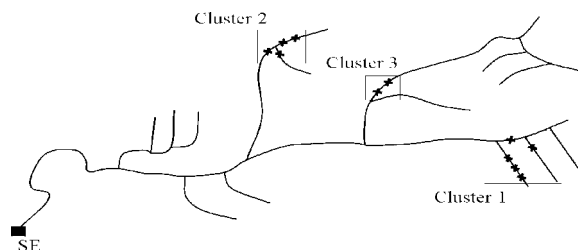


FIGURA 5. Exemplo do processo de clustering

#### IV. IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

O sistema de localização de faltas foi implementado utilizando as seguintes linguagens de programação:

- Visual Basic: aplicativo de interface com o software do medidor e aplicativo de transferência de arquivos entre a subestação e o COD. Optou-se utilizar essa linguagem para a codificação desses aplicativos, uma vez que tanto o canal de comunicação entre as subestações e o COD, quanto o medidores instalados em cada subestação podem ser alterados. Dessa forma esses aplicativos devem ser de rápida prototipação.
- C/C++: aplicativos de gerenciamento, processamento digital de sinais, gerenciamento de histórico, autoteste, localização de faltas e estatística. Decidiu-se utilizar essa linguagem visto que esses aplicativos devem processar a informação da forma mais rápida

possível para não acrescentar atrasos no processo de localização de faltas.

- html e Java 2: aplicativo de interface Web. Optou-se por codificar a interface Web utilizando html devido à versatilidade dessa linguagem. A linguagem Java 2 foi utilizada na codificação da página de visualização dos pontos localizados em um dado alimentador.

O aplicativo de análise de faltas foi implementado utilizando a linguagem Visual Basic. Decidiu-se pela codificação do algoritmo nessa linguagem porque existem algumas variáveis de entrada que são fornecidas pelo usuário através de uma interface Web.

A interface Web do aplicativo de análise de faltas foi desenvolvida utilizando a linguagem html, de uma forma similar à interface do sistema de localização de faltas.

#### V. TESTES E RESULTADOS

O algoritmo de localização de faltas proposto neste trabalho foi aplicado ao alimentador primário ilustrado na figura 6. Esse alimentador possui 25 [km] de extensão, potência nominal instalada de 8 [MVA] e tensão nominal de 13.8 [kV].

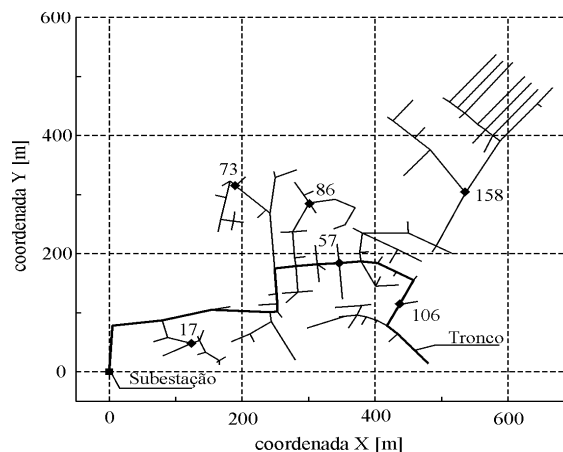


FIGURA 6. Alimentador utilizado nos testes do sistema

Esse alimentador é constituído por um tronco, conforme ilustrado na figura 6 (linha cheia), e por diversos ramais laterais. Os condutores do alimentador possuem bitola #336. Os ramais laterais são protegidos por chaves fusíveis e o tronco é protegido pelo disjuntor da subestação.

Para se efetuar uma avaliação da performance do algoritmo, diversas situações de falta foram simuladas utilizando-se o programa Alternative Transient Program -ATP. Os ramais do alimentador foram simulados utilizando-se o modelo de linha transposta, com parâmetros distribuídos, e as cargas foram modeladas como impedâncias constantes.

Os parâmetros que sofreram alteração nas simulações foram: o tipo de curto-circuito (fase-terra, dupla-fase, etc.); a resistência de falta e as barras de ocorrência do curto-circuito. O tempo total de cada simulação foi de seis ciclos, sendo os dois primeiros de pré-falta e os quatro restantes de falta. A tabela 1 apresenta uma síntese dos parâmetros utilizados em cada caso de simulação.

TABELA 1

## Simulações utilizadas durante os testes do sistema

Barras	Tipo de Falta	Resistência de falta [ $\Omega$ ]
17 / 57	AN*	0,1,5,10,20,50
73	BC	0,1,5
86	BCN	0,1,2,5
106	ABC	--
158	ABCN	0,1,1,5

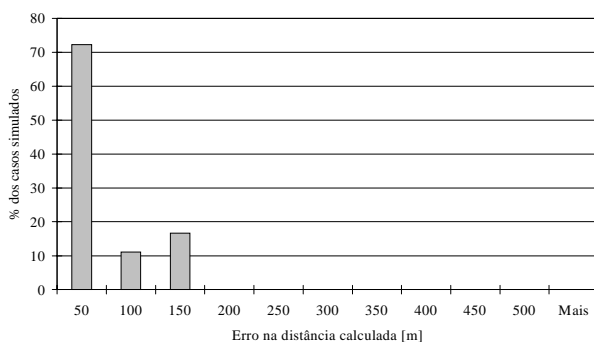
A eficiência do sistema foi verificada utilizando os seguintes critérios: erro na estimativa da distância entre o ponto de falta e a subestação, e influência da resistência de falta na localização da falta.

### A. Critério de Análise do Cálculo da Distância da Falta Até a SE

Foram verificados os erros em módulo no cálculo da distância do ponto de falta até a subestação. Esses erros foram estimados para o ponto mais provável, fornecido pelo algoritmo de localização de faltas. O erro é dado pela equação 6.

$$\text{erro}_{\text{DIST\`ANCIA}} = |D_{\text{CALCULADA}} - D_{\text{SIMULADA}}| \quad (6)$$

A figura 7 apresenta o erro na distância calculada para o curto fase-terra AN considerando todos os casos de simulação. Pode-se notar que os valores dos erros, em termos absolutos, podem ser considerados pequenos. Para um alimentador de distribuição com uma distância máxima de 3500 metros (um alimentador típico da concessionária para a qual o sistema foi desenvolvido), pode-se considerar que os erros percentuais também estão dentro de limites aceitáveis.

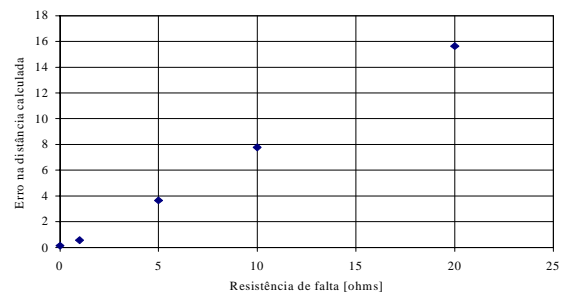
FIGURA 7. Erro na  $D_{\text{CALCULADA}}$  [m] para o curto-circuito AN

### B. Influência da Resistência de Falta no Cálculo da Distância

Para se verificar a influência da resistência de falta no cálculo da distância foram feitas simulações, no ATP, de curtos-circuitos fase-terra com resistências de falta variando entre 0 [ohms] e 20 [ohms]. Os erros foram estimados segundo a equação 7.

$$\text{erro}_{\text{DIST\`ANCIA}} = \left| \frac{D_{\text{CALCULADA}} - D_{\text{SIMULADA}}}{D_{\text{SIMULADA}}} \right| \times 100\% \quad (7)$$

A figura 8 apresenta o erro na distância calculada para o curto fase-terra AN, na barra 57 devido à variação da resistência de falta.

FIGURA 8. Erro na  $D_{\text{CALCULADA}}$  [%] x variação de RF - barra 57

Verifica-se que o sistema é sensível à variação na resistência de falta. Isto ocorre porque, quanto maior a resistência de falta, menor a magnitude da corrente de curto-circuito. Desta forma, a corrente de falta começa a assumir valores da mesma ordem de grandeza da corrente de carga. Uma vez que a corrente de carga representa uma grande incerteza no modelamento do sistema, começam a aparecer erros elevados.

Entretanto, curtos-circuitos com elevada resistência de falta (acima de 20 [ohms]) não vão provocar o disparo do medidor digital. Para os curtos-circuitos com resistência de falta pequena, os erros são considerados aceitáveis.

## VI. CONCLUSÕES

O objetivo deste trabalho foi apresentar a adaptação e implementação de um sistema automatizado de localização de faltas, que utiliza medições de tensões e correntes feitas somente nas subestações de distribuição, além de uma base de dados com a topologia e os parâmetros elétricos dos alimentadores monitorados pelo sistema. A infra-estrutura de hardware e software tanto nas subestações quanto no COD foram descritas em detalhes. O método pode oferecer ao operador do centro de distribuição mais de um ponto possível, como resultado do processo de localização de faltas. Entretanto, o sistema é capaz de classificar estes pontos e fornecer aquele que possui a maior probabilidade de ser o ponto correto. Os testes indicam que o sistema constitui uma ferramenta importante no gerenciamento da operação e das redes de distribuição.

Foi apresentado também o desenvolvimento de um aplicativo para análise de faltas na rede primária. Esse algoritmo é responsável por identificar trechos com alto índice de falhas por quilômetro, fornecendo subsídios para a concessionária, na manutenção preventiva do sistema elétrico.

## VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IEEE Standard for common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems. IEEE C37.111-1991.
- [2] ZHU, J., LUBKEMAN D. L., GIRGIS A. A. Automated fault location and diagnosis on electrical power distribution feeders. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 2, April 1997.
- [3] LEHTONEN, M.; PETTISALO, S.; ETULA, J. H. Calculational fault location for electrical distribution networks. Third International Conference on Power System Monitoring and Control (Conf. Publ. No. 336), p. 38-43, IEE, London, 1991.
- [4] TENSCHERT, W. Fault location using fault distance measurement of digital relays. 12th International Conference on Electricity Distribution. CIRED (Conf. Publ. No. 373), p. 4.20.1-4, IEE, London, 1993.
- [5] SINGER, E.C. Localizador de faltas para redes de distribuição. III Conladis, Setembro 1998.
- [6] JÄVENTAUSTA, P. Using fuzzy sets to fault location in distribution networks. Physica Verlac. Nova Iorque, 1998.
- [7] HOROWITZ, S.H.; PHADKE A.G. Power system relaying. Research Studies Press, 1992.
- [8] BLACKBURN, J. L. Protective relaying - Principles and applications. 1987.

# Ensaio de Campo e Modelagem dos Reguladores de Tensão da Usina Termelétrica Presidente Médici - Fase B

F. A. B. Lemos, J. S. Freitas, L. C. Werberich - GSEE- PUCRS; A. S. Bazanella - UFRGS

## RESUMO

O principal objetivo deste artigo é descrever o modelo utilizado para representar o comportamento dinâmico dos reguladores de tensão da Usina Térmica Presidente Médici Fase B, obtido através de ensaios de campo. São descritos os resultados dos ensaios de aquisição das grandezas elétricas obtidas na usina, a modelagem, a determinação dos parâmetros e a simulação dos reguladores de tensão. Para executar a simulação e a validação dos resultados dos ensaios de campo com os modelos desenvolvidos em laboratório foram utilizados dois simuladores: um desenvolvido em Matlab/Simulink, com recursos amigáveis e gráficos, e o Software ANATEM, onde foi realizada a modelagem através de CDU (Controladores Definidos pelo Usuário). Este artigo é parte do projeto de P&D ciclo 2001-2002 da CGTEE "Modelagem e Sintonia dos Reguladores de Tensão e Velocidade da Usina Térmica Presidente Médici" e foi desenvolvido pelo GSEE-PUCRS em parceria com o GCAR-UFRGS.

## PALAVRAS-CHAVE

Modelagem de Controladores, Reguladores de Tensão, Sistema de Excitação, Simulação de Sistemas Elétricos.

## I. INTRODUÇÃO

As mudanças estruturais dos sistemas elétricos advindas dos processos de desregulamentação estão conduzindo a novos paradigmas de planejamento e operação. O desenvolvimento industrial e comercial brasileiro, bem como o bem estar da população necessita cada vez mais de energia com qualidade e confiabilidade. A ameaça de um apagão e o conseqüente racionamento de energia sofrido pelo Brasil no ano de 2001 expôs a necessidade do país de contar com uma diversificação da sua matriz energética, como forma de minimizar a possibilidade de um racionamento devido a falta de chuvas regulares, uma vez que a base energética brasileira é de origem hidráulica. Dessa forma, a geração termelétrica é candidata natural a compor a base de geração do sistema elétrico brasileiro. Em especial, no Rio Grande do Sul, as grandes reservas de carvão proporcionam condições adequadas ao desenvolvimento de uma matriz energética com a presença de geração à carvão. Do ponto de vista de segurança do sistema interligado, embora a geração à carvão seja mais onerosa economicamente, ela proporciona uma via fácil de regulação em condições hidrológicas desfavoráveis, contribuindo para o incremento da geração de reserva e maleabilidade operacional. Cabe também mencionar a questão da conquista de mercado para a geração e a possibilidade de negociar em um mercado aberto a energia produzida, o que implica que

as empresas deverão trabalhar com redução de custos e aumento de produtividade, a fim de tornarem-se mais competitivas e disputar novos mercados.

Do ponto de vista do desempenho elétrico do sistema a maximização dos recursos de geração pode ser alcançada através do melhor uso dos sistemas de controle das unidades, o que permite determinar uma faixa de operação adequada com aumento das margens de segurança e confiabilidade. Para que este objetivo seja atingido, uma modelagem correta dos sistemas de controle e a adoção de novas técnicas de sintonia de reguladores são fatores essenciais. De posse de modelos acurados e metodologias avançadas de sintonia é possível prever com maior acuidade o comportamento elétrico e dinâmico do sistema e, por conseguinte, determinar com maior precisão seus limites de operação e ajustar seus sistemas de controle de forma a maximizar a largura destes limites. Desta forma, a modelagem e sintonia mais cuidadosas são capazes de aumentar a margem de segurança do conjunto turbina-gerador, e por conseqüência do sistema interligado, com um custo de implementação e execução baixo.

Com estes objetivos, foi realizado um projeto de modelagem dos controladores de tensão e velocidade da Usina Termelétrica Presidente Médici (UPME), a qual é uma usina de importância estratégica para o sistema elétrico do RS, tanto por sua potência instalada quanto por sua localização privilegiada. Este projeto se inseriu no ciclo 2001-2002 do programa de Pesquisa e Desenvolvimento da CGTEE. Devido a envergadura do projeto de P&D realizado, este projeto apresenta os resultados parciais referentes a modelagem do regulador de tensão da UPME - Fase B.

## II. A UPME

A Usina Termelétrica Presidente Médici, conhecida como UPME, é um complexo de geração de energia de 446MW, localizado na cidade de Candiota, cuja fonte primária é o carvão mineral extraído de jazidas a céu aberto. O complexo é dividido em duas Fases: a Fase A é composta de 2 geradores de 63 MW e a Fase B de 2 geradores de 160 MW.

Este artigo aborda estudos relativos a modelagem do sistema de regulação de tensão da UPME - Fase B.

A UPME - Fase B possui 2 Caldeiras Stein Industrie

e 2 turbinas Alston. A turbina é de eixo horizontal do tipo três estágios - HP (alta pressão), MP (média pressão) e LP (baixa pressão) com reaquecimento. A Tabela 1 apresenta os dados da Turbina Alston da UPME - Fase B.

**TABELA 1**

**Dados da Turbina da UPME - Fase B [1]**

Eixo	Horizontal
Fabricante	Alsthom
Regulador	Eletrônico analógico
Velocidade	3600 rpm
Potência Nominal	160 MW
Potência Máxima	168 MW
Fluxo de Vapor superaquecido	529,6 t/h
Pressão do vaporsuperaquecido	175,2 K/cm <sup>2</sup>
Temperatura do vapor superaquecido	538 oC
Pressão do vapor reaquecido	41,4 K/cm <sup>2</sup>
Temperatura do vapor superaquecido	536 oC

Os 2 geradores geradores de 160 MW foram fabricados pela Brown-Boveri. A Tabela 2 apresenta os dados dos geradores da UPME - Fase B.

**TABELA 2**

**Dados dos Geradores da UPME - B [1]**

DADO	DESCRIÇÃO	VALOR
S	Potência Aparente (MVA)	188,24
fp	Fator de Potência	0,85
W	Rotação (rpm)	3.600
Pe	Potência máxima nas condições ISSO (MW)	160
Vt	Tensão terminal (kV)	13,8
xd	Reatância síncrona de eixo d	1,78pu
x'd	Reatância transitória de eixo d	0,25pu
x" d	Reatância subtransitória de eixo d	0,185pu
xl	Reatância de dispersão	0,18pu
xq	Reatância de eixo q	1,78pu
x'q	Reatância transitória de eixo q	0,25pu
x"q	Reatância subtransitória de eixo d	0,185pu
T'do	Cte. de tempo do campo a vazio segundo o eixo d	5,70s
T"do	Cte. de tempo subtransitória a vazio segundo o eixo d	0,025s
T'qo	Cte. de tempo do campo a vazio segundo o eixo q	1,50s
T"qo	Cte. de tempo subtransitória a vazio segundo o eixo q	0,109s
Ag	Parâmetro da saturação	0,0188 pu
Bg	Parâmetro da saturação	8,432pu
2H	Cte. de Inércia - MWs/MVA	5,22s
D	Coefficiente de amortecimento	0pu

Na próxima seção é descrito o sistema de excitação da UPME - Fase B, o qual é o tópico principal deste artigo.

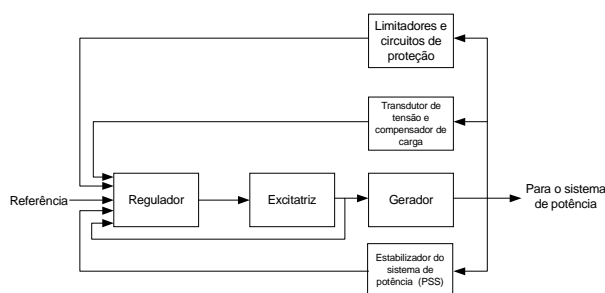
### III. O SISTEMA DE EXCITAÇÃO

A função básica do sistema de excitação de uma máquina síncrona é fornecer corrente contínua aos enrolamentos de campo, os quais são responsáveis pela criação do fluxo magnético entre o rotor e o estator. Além

dessa tarefa principal, os sistemas de excitação possuem funções de controle e proteção que são essenciais para controlar o desempenho do sistema. Entre as funções de controle podem ser citadas o controle de tensão e potência reativa da máquina, o que influencia diretamente a estabilidade do sistema. Além disso, estes sistemas possuem acopladas funções de proteção que evitam que os sistemas de excitação e a própria máquina excedam seus limites de segurança (capabilidade), tais como máxima corrente de campo, ângulo polar entre outros.

Os requisitos de desempenho do sistema de excitação são determinados por considerações de projeto e operação dos geradores síncronos, bem como das condições dinâmicas de operação dos sistemas de potência na qual eles estão conectados [2-3]. Desta forma, pode-se colocar resumidamente estas duas condições:

- Gerador - O requisito básico do sistema de excitação em relação ao gerador é suprir e ajustar o nível de corrente de excitação necessário para manter a tensão terminal da máquina, tal que as condições de operação sejam satisfeitas e o gerador não viole sua curva de capacidade (limites de sobre e sub-excitação). Em adição a sua função básica, o sistema de excitação deve responder a distúrbios transitórios.
  - Sistema - a excitação deve contribuir para um controle efetivo da tensão e melhoria das margens de estabilidade do sistema. Deve ser capaz de responder rapidamente para distúrbios do sistema e auxiliar na melhoria da estabilidade transitória, bem como modular a corrente de campo do gerador para distúrbios de pequenos sinais que afetam a estabilidade em regime permanente.
- Sendo assim, espera-se que um sistema de excitação cumpra satisfatoriamente os seguintes requisitos:
- Responda adequadamente aos critérios de operação e segurança;
  - Efetue as funções de controle, proteção e limitação a fim de proteger o sistema de excitação de danos bem como o gerador no qual está conectado;
  - Tenha flexibilidade para responder adequadamente as condições de operação;
  - Possua condições de prover alta confiabilidade e disponibilidade pela incorporação de níveis de redundância e detecção de faltas internas.



**FIGURA 1.** Diagrama de um Sistema de Excitação Típico

A figura 1 descreve funcionalmente um sistema típico de excitação de um gerador síncrono [1].

De forma ilustrativa, a figura 2 mostra o painel do sistema de excitação e do regulador de tensão da UPME - Fase B.



FIGURA 2. Visualização do painel da excitação e do regulador de tensão da UPME - B

Os sistemas de excitação evoluíram muito desde a sua introdução nos anos 20. Quanto ao tipo de fonte usada eles podem ser classificados em sistemas de excitação CC, sistemas de excitação AC e sistema de excitação estáticos. O sistema de excitação da UPME - B é do tipo estático. A Tabela 3 apresenta os dados da excitatriz da UPME - B.

TABELA 3  
Dados do Sistema de Excitação da UPME [1]

EXCITATRIZ	
Fabricante	Brown Boveri
Tipo	Estática
Ponte de tiristores	3 pontes Verithyr
Transformador de excitação	a seco
Conexão	Yd11
Potência nominal do trafo	1560 kVA
Tensão nominal do primário	13,8 kV
Tensão nominal do secundário	415 V
Máxima corrente de excitação	3724 A
Tensão máxima (ceiling)	557 V

Na próxima seção são apresentados os ensaios de campos realizado no sistema de excitação e de regulação de tensão da UPME - Fase B.

#### IV. RESULTADO DOS ENSAIOS DE CAMPO

A fim de permitir a construção, simulação e validação do modelo que representa o regulador de tensão da UPME - Fase B, os seguintes procedimentos foram executados:

- Levantamento dos circuitos eletrônicos da excitação e dos reguladores de tensão;
- Ensaios com o regulador à vazio e sob carga;
- Ensaio de rejeição de carga.

Dessa forma, uma vez determinada a estrutura adequada do modelo do sistema de excitação, foram realizados diversos ensaios de campo a fim de identificar os valores numéricos dos parâmetros neste modelo. Os parâmetros a serem identificados são aqueles indicados no diagrama de blocos mostrado no apêndice (Figura 13).

A figura 3 ilustra a instrumentação utilizada nos ensaios realizados na Usina.



FIGURA 3. Instrumentação para realização dos ensaios dos reguladores da UPME - B

Para a obtenção dos dados e a identificação do sistema foi utilizado o AQX - Sistema de Aquisição de Dados equipado com placa de aquisição ADA com 16 canais A/D e 4 D/A, com 8 entradas digitais, figura 3, e para a simulação e análise dos dados adquiridos foi utilizado o SMO - Sistema de Monitoração e SVC - Sistema de Visualização de Curvas, ambos da Reivax [5].

A seguir são apresentados os ensaios realizados com as respectivas grandezas monitoradas, bem como a saída gráfica de cada um dos ensaios. As referências [7-12] servirão como fonte de consulta e apoio aos procedimentos de teste.

#### A. Degrau na referência de tensão do regulador de tensão

Este ensaio é executado com a máquina em vazio e sob carga, e registra os seguintes sinais de saída (Figuras 4 a 7):

- Tensão terminal da máquina -  $V_t$
- Tensão de regulação do RT -  $V_{reg}$
- Corrente de campo -  $I_c$
- Potência ativa da máquina -  $P_e$
- Degrau de tensão - Degrau  $V_t$

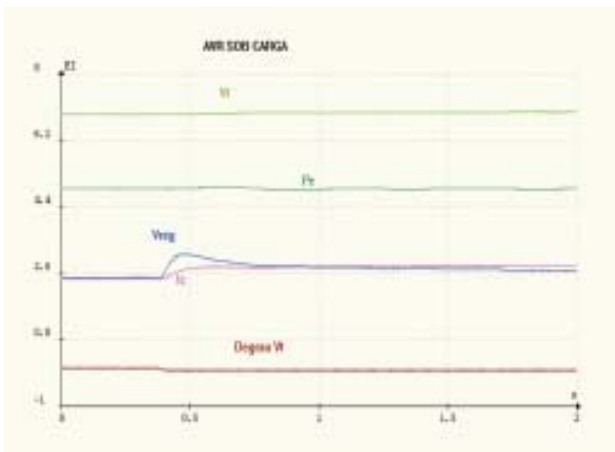


FIGURA 4 - Degrau positivo na referência de tensão do RT em vazio

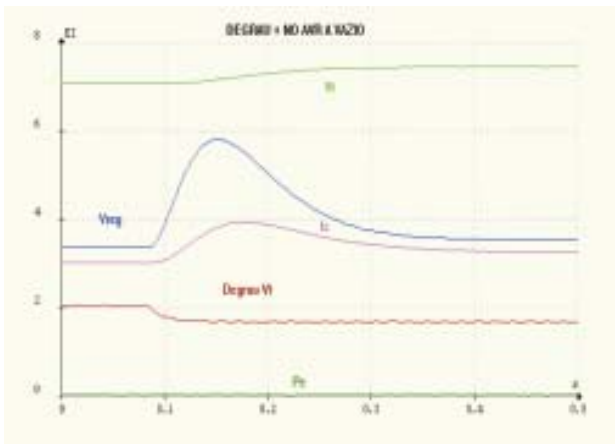


FIGURA 5 - Degrau negativo na referência de tensão do RT em vazio

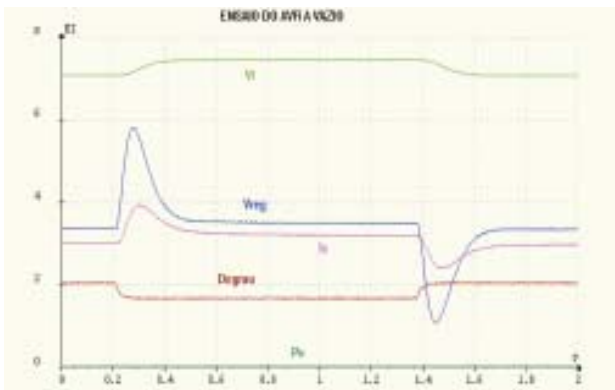


FIGURA 6 - Degrau negativo na referência de tensão do RT em carga

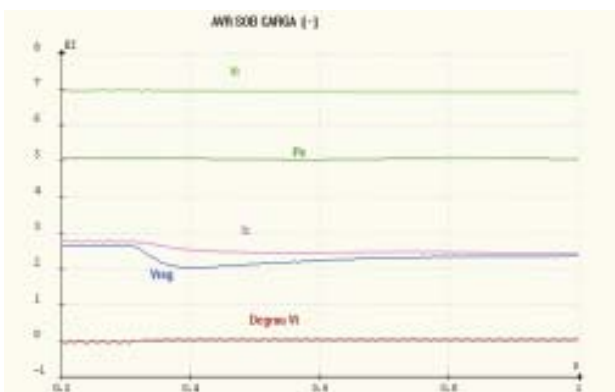


FIGURA 7 - Degrau positivo na referência de tensão do RT em carga

## B. Atuação e saída de atuação do limitador de corrente de campo

Este ensaio é realizado com a máquina sob carga e registra os seguintes sinais (figuras 8 e 9):

- Tensão terminal da máquina -  $V_t$
- Potência ativa da máquina -  $P_e$
- Tensão de regulação do RT -  $V_{reg}$
- Corrente de campo -  $I_c$
- Degrau de tensão - Degrau

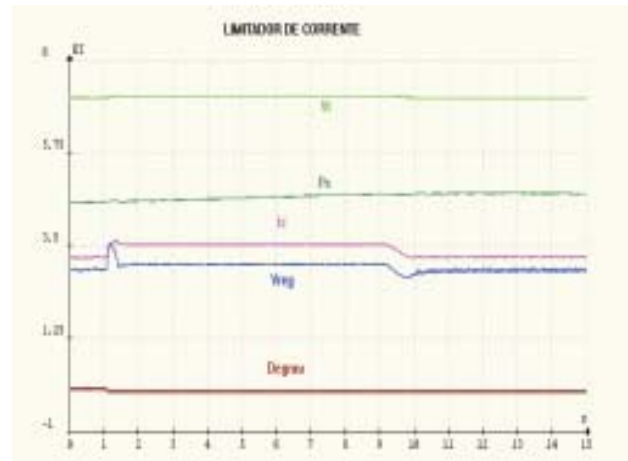


FIGURA 8 - Atuação e saída de atuação do Limitador de Corrente de Campo do RT em carga

## C. Atuação do Limitador de Ângulo Polar Utilizando Degrau na Referência de Tensão do Regulador de Tensão

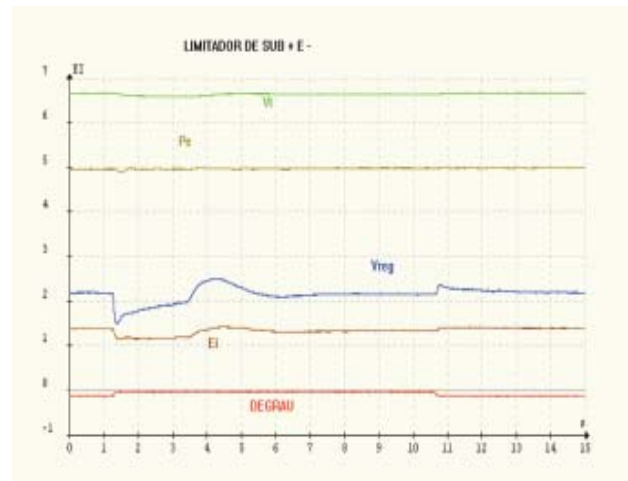


FIGURA 9 - Atuação e saída de atuação do Limitador de Ângulo Polar do RT

## V. SIMULAÇÃO DOS RESULTADOS DOS ENSAIOS DE CAMPO

Apresenta-se a seguir os resultados das simulações do modelo levantado em campo com os respectivos valores de parâmetros obtidos por ensaios.

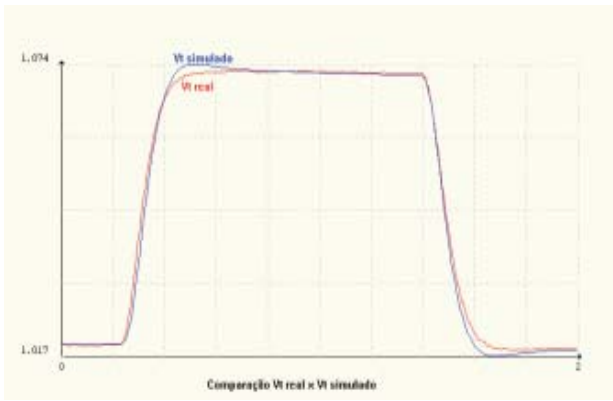


FIGURA 10 – Comparação do valor simulado e medido de tensão terminal ( $V_t$ )

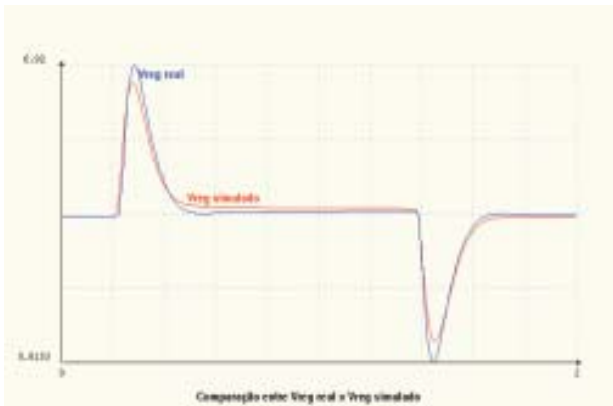


FIGURA 11 – Comparação do valor simulado e medido da tensão de excitação ( $V_{exc}$ )

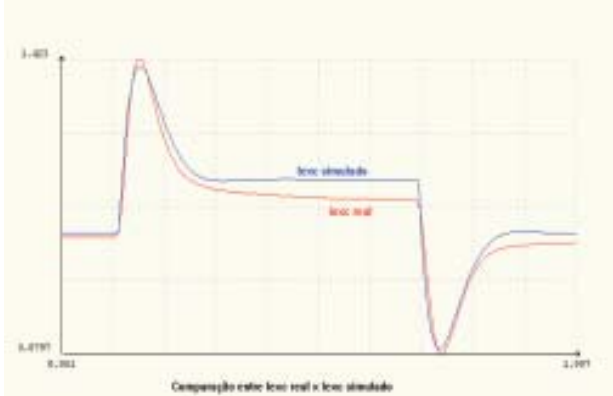


FIGURA 12 – Comparação do valor simulado e medido da corrente de excitação ( $I_{exc}$ )

As figuras 10 a 12 mostram o resultados destas simulações. A análise destes resultados permite concluir que o modelo simulado apresenta uma grande similaridade com os resultados obtidos através dos ensaios de campo. As discrepâncias observadas são bastante pequenas, corroborando a qualidade e acuidade do modelo obtido.

## VI. CONCLUSÕES

Modelos matemáticos acurados permitem o teste de eventos (contingências tipo curto-circuito, sobrecargas, manobras, etc) e alterações de ajustes por meio de simulação, reduzindo drasticamente o risco e o custo operacional

de tais procedimentos. A simulação destes modelos em programas de análise dinâmica e de estabilidade transitória [13-16], nas diversas condições de operação da usina, permite aos engenheiros da empresa buscar procedimentos e ajustes que maximize a eficiência e a qualidade da energia. Neste artigo foi obtido um modelo acurado para o regulador de tensão da UPME-B através de ensaios de campo. Este modelo foi validado através da comparação dos valores obtidos em ensaios de campo com os obtidos através de simulação numérica, mostrando que reproduz fielmente o comportamento do regulador e portanto consiste em uma ferramenta confiável, ora disponível para a operação e planejamento da UPME. Além disso, a inserção deste modelo ao banco de dados de controladores do sistema interligado [16] traz maior confiabilidade nos resultados das simulações.

## VII. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem as contribuições do Eng. Luis Augusto Mousquer e José Augusto S. de Souza recebidas durante a execução do projeto de P&D, bem como aos Eng. Vasco E. S. Moraes e Luis A. Demoliner da CONENGE pelo suporte técnico indispensável a execução desta pesquisa.

## VIII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Relatório dos Ensaios de Campo da UPME-B. Empresa CONENGE. Janeiro de 2002.
- [2] P. Kundur, Power System Stability and Control, Mc-Graw-Hill, 1994.
- [3] F. P. de Mello, "Dinâmica das Máquinas Elétricas", 1st ed., vol. 4, Curso de Engenharia em Sistemas Elétricos de Potência Série P.T.I., Santa Maria - RS, 1979.
- [4] J. Arrilaga, N. R. Watson, Computer Modelling of Electrical Power System, John Wiley and Sons, 2001, 2a ed.
- [5] Catálogo do AQX, SMO e SVC - REIVAX. <http://www.reivax.com.br>
- [6] IEEE Committee Report "Excitation System Models for Power System Stability Studies," IEEE Transactions, Vol. PAS-100, pp. 494-509, Feb. 1981.
- [7] IEEE Committee Report "Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies," IEEE Transactions, Vol. PAS-89, pp. 106-112, Jan. 1970.
- [8] IEEE Guide for Identification, Testing and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control System, IEEE Standard 421.2-1990.
- [9] IEEE Standart Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines, ANSI/IEEE Std 421.1-1986.
- [10] IEEE Guide: Test procedures for Synchronous Machines, IEEE Standard 115-1995.
- [11] IEEE Standard Procedures for Obtaining Synchronous Machine Parameters by Standstill Frequency Response Testing, IEEE Standard 115A-1987.
- [12] IEEE Recommended Parctice for Exciation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Standard 421.5-1992.
- [13] MATLAB - User Guide - Version 5.3 - COPYRIGHT 1990 - 1999 by The MathWorks, Inc.
- [14] SIMULINK - Dynamic System Simulation for Matlab - Version 3. COPYRIGHT 1990 - 1999 by The Math-Works, Inc.
- [15] ANATEM - Programa para Análise de Transitórios Eletromecânicos - Manual do Usuário - V09-11/00.
- [16] ONS - Modelos Disponíveis no Banco de Dados de Controladores do Sistema Interligado.



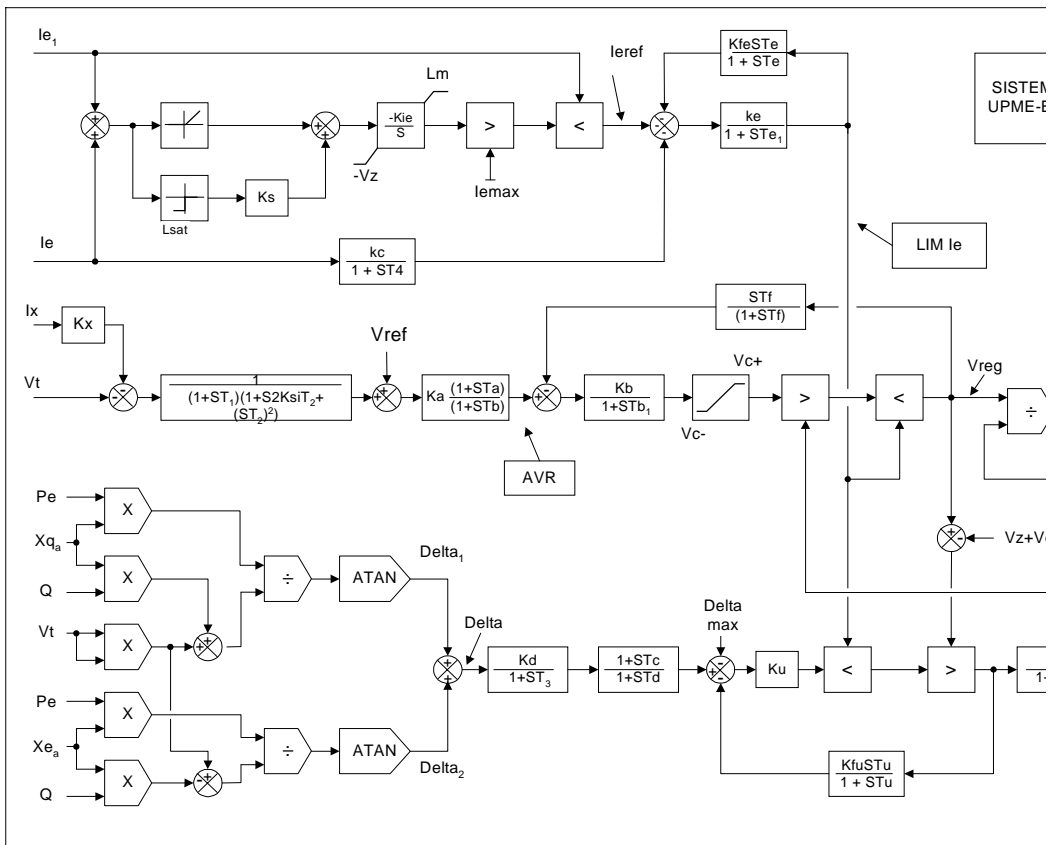


FIGURA 8 – Modelo do Regulador de Tensão da UPME – B obtido dos ensaios de campo e validado com a simulação computacional.

$I_{e1}$	Limite de corrente do rotor	$K_c$	Ganho medida de $I_e$	$V_{c-}$	Limite excursão inf.
$I_e$	Corrente do rotor	$T_4$	Constante de tempo na medida corrente do rotor	$V_{c+}$	Limite excursão sup.
$L_{sat}$	Limite saturação inferior	$I_x$	Convenção, $I_x > 0$ com fp em avanço	$V_{reg}$	Tensão de regulação
$K_s$	Ganho na elaboração de $I_{e_{ref}}$	$V_t$	Tensão terminal	$E_{fd}$	Tensão de campo
$-V_z$	Limite excursão inferior	$K_x$	Participação na compensação corrente reativa	$V_z$	Tensão de zener
$K_{ie}$	Ganho na elaboração de $I_{e_{ref}}$	$T_1$	Cte de tempo $T_1$ do filtro do AVR	$V_d$	Tensão de diodo
$L_m$	Limite excursão superior	$T_2$	Cte de tempo $T_2$ do filtro do AVR	$P_e$	Potência Elétrica
$I_{e_{max}}$	Corrente máxima do rotor	$V_{ref}$	Tensão de referência	$X_{qa}$	Reatância $X_q$ ajustada no regulador
$I_{e_{ref}}$	Corrente de referência do rotor	$K_a$	Ganho regulador AVR	$Q$	Potência reativa
$K_{fe}$	Ganho integrador limitador $I_e$	$T_a$	Cte. tempo em avanço do AVR	$X_{ea}$	Reatância $X_e$ ajustada no circuito
$T_e$	Constante de tempo de integração do limitador $I_e$	$T_b$	Cte. tempo em atraso do AVR	$\Delta_{max}$	Limite máximo do ângulo de carga
$K_e$	Ganho do regulador limitador $I_e$	$K_b$	Ganho de ajuste do modelo	$K_d$	Ganho na medida de ângulo $\varphi$
$T_{e1}$	Constante de tempo de estabilização do modelo	$T_{b1}$	Constante tempo de estabilização do modelo	$T_3$	Constante de tempo na medida de ângulo $\varphi$
$T_c$	Constante tempo em avanço medida $\varphi$	$T_d$	Constante tempo em atraso medida $\varphi$	$K_u$	Ganho de ajuste do modelo
$K_{fu}$	Ganho integrador limitador ângulo $\varphi$	$T_u$	Constante de tempo de integração do limitador $\varphi$	$T_f$	Constante de tempo de integração do AVR
$K_{si}$	Fator de amortecimento do filtro				

# Experiência no Projeto de Sistemas de Monitoramento em Tempo Real de Disjuntores

L.A.Solis, A.Corvo, ETEO e M. S. Silva, J. A. Jardini, L. C. Magrini, P.D. Kayano, D. Cabrera EPUSP

## RESUMO

Este trabalho descreve a experiência obtida no projeto de sistemas de monitoramento para disjuntores e seccionadoras executado para a ETEO. O projeto tem como principal característica o uso de equipamentos de mercado e protocolos padronizados de comunicações, dentro de uma arquitetura aberta e flexível, que permitirá sua aplicação em diferentes tipos de disjuntores.

## PALAVRAS CHAVE

Monitoramento de disjuntores, Manutenção e diagnóstico de equipamentos. Sistemas de aquisição de dados.

## I. NOMENCLATURA

CB	Circuit Breaker.
CLP	Programmable Logic Controllers.
IED	Intelligent Electronic Devices.
RCM	Reliability Centered Maintenance.

## II. INTRODUÇÃO

a concepção e implementação de um sistema de monitoramento mediante a integração de diversos equipamentos para aquisição e posterior processamento dos dados de disjuntores, com uso de protocolos padronizados de comunicação para a transmissão dos dados desde os dispositivos de aquisição até os computadores do sistema de monitoramento é apresentada.

A informação de estado do disjuntor coletada por CLPs pode ser comparada com sua série histórica, possibilitando assim uma melhor caracterização da condição real dos componentes do disjuntor, assim como de seus parâmetros operacionais que permitirão antecipar e prevenir danos - falhas futuras, cujas conseqüências poderiam causar, além das paralisações, elevados custos para reparos. Essa característica preditiva reflete também uma pro-

gramação ótima das equipes de manutenção, correto gerenciamento do estoque, melhor rendimento operacional da subestação, além do prolongamento da vida útil do disjuntor.

Hoje existe uma grande oferta de sistemas para o monitoramento de disjuntores, e este número está crescendo rapidamente, conforme aparecem novos sensores e dispositivos de medição e supervisão tanto de *hardware* como de *software*. Essa diversidade dificulta grandemente a integração, já que muitos são específicos para um determinado fabricante ou para um determinado modelo de disjuntor. Diante desta realidade, torna-se conveniente a implementação de um sistema aberto de monitoramento, baseado no uso de práticas de software e hardware largamente difundidas na automação industrial.

Isso é possível graças ao significativo avanço da tecnologia de sensores e o surgimento de sistemas de aquisição mais econômicos e com maior capacidade de processamento. Um nível aceitável de diagnóstico da condição do disjuntor pode ser alcançado com o uso de sensores e dispositivos de coleta de dados que são instalados de forma menos intrusiva e com um mínimo de tempo de desligamento do disjuntor.

## III. OBJETIVOS

Os objetivos principais deste projeto de sistema de monitoramento de disjuntores são:

1. Constituir-se uma prática de manutenção e padrão para o monitoramento de equipamentos dentro da ETEO;
2. Fomentar a utilização de protocolos de comunicação de dados padronizados, dentro de sistemas de monitoramento;
3. Permitir a integração e desenvolvimento de sensores compatíveis para todo tipo de disjuntores instalados em subestações;
4. Apresentar ferramentas de software (programas) para análise das diferentes grandezas (correntes, pressões, etc.), através da interpretação e avaliação dos dados coletados;

## IV. MONITORAMENTO DO DISJUNTOR

O maior desafio dos sistemas de manutenção preditiva (monitoração) de disjuntores é sua aplicação em equipamentos já existentes nas subestações, que utilizam, e que podem fazer uso de diferentes tecnologias de interrupção.

Eng. L.A. Solis trabalha na ETEO (Empresa de Transmissão de Energia do Oeste Ltda. lsolis@eteo.com.br

Eng. A.Corvo trabalha na ETEO (Empresa de Transmissão de Energia do Oeste Ltda. acorvo@eteo.com.br

Msc. M. S. Silva é pesquisador do Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição da Universidade de São Paulo (GAGTD - EPUSP), SP -BRASIL. milthon.silva@poli.usp.br

PhD. J. A. Jardini é professor titular do departamento de Engenharia Elétrica da USP, SP-BRASIL. jardini@pea.usp.br

PhD. L. C. Magrini é consultor e assessor do Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição da Universidade de São Paulo (GAGTD - EPUSP), SP-BRASIL. magrini@pea.usp.br

A monitoração depende essencialmente da tecnologia utilizada em cada disjuntor de acordo com o meio de extinção do arco (óleo mineral, ar comprimido, SF<sub>6</sub>, entre outros); bem como o sistema de acionamento (mola, hidráulico, pneumático, entre outros). Embora os fabricantes de disjuntores já tenham desenvolvido sistemas de monitoramento para os modelos atualmente comercializados, o maior desafio é instalar sistemas de monitoramento em disjuntores já com algum tempo de operação e que possam ser aplicados a disjuntores de várias tecnologias, de uma maneira menos intrusiva, proporcionando a aquisição e o processamento de dados.

Para a implementação deste sistema de monitoramento foi escolhido, um disjuntor (D1) instalado na SE Sumaré de 440 kV, cujo princípio de funcionamento é detalhado:

D1) Disjuntor marca Siemens modelo 3AT4 EI com acionamento monopolar (painel de comando independente para cada fase). Cada polo possui duas colunas polares montadas sobre uma base comum, a cabeça com duplo acionamento e a coluna polar são preenchidas com gás SF<sub>6</sub> usado como meio isolante e extintor. A densidade do gás é controlada através de um densímetro, sendo sua pressão indicada através de um manômetro. A cabeça transforma o movimento vertical da haste de manobra em um movimento horizontal das partes móveis nas unidades interruptoras. A haste de manobra é acionada pelo mecanismo de tipo eletro-hidráulico o qual a movimenta na direção vertical. A energia para acionamento do disjuntor é produzida pelo gás nitrogênio, comprimido no interior do acumulador hidráulico. Tubos saindo deste conduzem o óleo pressurizado ao respectivo acionamento em cada coluna polar, à unidade de válvulas e ao armário de controle, no qual é efetuada a supervisão e controle do meio óleo / N<sub>2</sub>.

Sendo as principais características de um disjuntor que devem ser medidos e monitorados em geral são:

#### **A. Correntes dos circuitos de fechamento e disparo**

Os circuitos de trip e fechamento podem ser monitorados para detectar o funcionamento das bobinas de abertura e fechamento (continuidade), para isso se precisa conectar resistores (Shunt) em série aos circuitos os quais diminuem a confiabilidade do sistema e geralmente não é uma prática bem aceita pelas concessionárias. Destaca-se que o circuito de abertura é fundamental para a operação do disjuntor, sendo seu tempo de resposta é muito rápido em relação ao circuito de fechamento, cuja resposta é mais lenta e pode ser considerada como elemento secundário para o monitoramento. Neste caso, o disjuntor (D1) possui dois circuitos independentes de abertura Trip1 e Trip2 sendo necessário monitorar ambos.

#### **B. Correntes das fases da linha**

O monitoramento das correntes das fases com amostragem de milissegundos permite detectar qualquer

perturbação ou variação dos valores das correntes em cada fase, cuja informação pode ser armazenada tanto antes quanto depois da operação do disjuntor. A oscilografia das correntes permitirá saber o instante aproximado do acontecimento da falta e o tempo total de operação do disjuntor, além da possibilitar calcular o desgaste dos contatos do disjuntor mediante a relação I<sup>2</sup>T.

#### **C. Tensões de alimentação (CA e CC)**

Serão também monitoradas as tensões auxiliares CA e CC no disjuntor, permitindo utilizar seus valores para determinar possíveis alterações decorrentes de algum tipo de falha, assim como supervisionar a adequada tensão de alimentação do mecanismo de acionamento e dos circuitos de controle do painel de comando. Nesta subestação as tensões a serem supervisionadas serão 125 Vcc como tensão de alimentação do painel de comando, e 440 Vca como suprimento do motor de acionamento. Cabe indicar que em geral o motor é universal e que pode trabalhar a diferentes níveis de tensão em Vcc e Vca, cuja seleção depende da padronização da concessionária.

#### **D. Tensões nas fases**

Podem ser monitoradas as tensões das fases através da oscilografia da informação proporcionada pelos TPs de cada fase da linha, para registrar qualquer perturbação ou sobretensão que possa originar uma operação anormal do disjuntor. Embora este parâmetro não seja imprescindível dentro dos sistemas de monitoramento o uso de medidores digitais permite sua avaliação.

#### **E. Sistema de acionamento**

Em disjuntores com mecanismos de atuação pneumáticos ou hidráulicos é importante monitorar a pressão da mola que funciona como acumulador de energia de acionamento, cujo monitoramento permitirá verificar o ciclo de abertura do disjuntor. Além disso, a excessiva compressão ou carga da mola, algumas vezes pode indicar um problema no mecanismo de compressão. Não é recomendável a instalação de forma direta de um sensor de pressão na mola, porque poderia reduzir a confiabilidade no momento de sua operação. Alternativamente pode-se monitorar todos os demais componentes auxiliares do sistema de compressão, permitindo assim estimar de forma indireta a pressão da mola.

#### **F. Deslocamento dos contatos principais no disjuntor**

Com o uso de sensores de percurso, quer seja por uma medição direta (instalado na haste da coluna polar do disjuntor) ou indireta (instalado nas alavancas do mecanismo de acionamento), é possível cronometrar o tempo de movimentação dos contatos a cada operação do disjuntor, permitindo obter dados sem a necessidade de desligar o

equipamento. Entretanto a colocação do sensor na haste significaria acrescentar um elemento de risco na operação interna do disjuntor, além do conhecimento que este sensor sofre descalibração a cada operação do disjuntor. Portanto a maneira mais recomendável da medição do deslocamento dos contatos principais é através da cronometragem dos tempos de operação. Por outro lado, a confrontação do tempo gasto nas seqüências do mecanismo de operação, pode identificar um possível problema no mecanismo de atuação.

### G. Desgaste dos contatos do interruptor

Baseados na monitoração do número de operações, do tempo de operação e da corrente de interrupção, pode-se aplicar a expressão matemática  $IT$  ou  $I^2T$  de acordo com o tipo de disjuntor, para se estimar a condição de desgaste dos contatos do disjuntor. Isto permite programar adequadamente sua manutenção.

### H. Pressão interna do gás

Nos disjuntores com sistemas de extinção do arco a gás ( $SF_6$ ), seu monitoramento permite detectar variações na pressão do gás que afetam o isolante diminuindo a capacidade de interrupção do disjuntor. Possibilita também estimar a taxa de diminuição do gás, permitindo, portanto que a equipe de manutenção possa atuar adequadamente antes que seja atingido um nível crítico de pressão. Além da diminuição do isolamento pela queda da pressão do gás, também há preocupação pelo vazamento do gás  $SF_6$  em virtude da eventual contaminação do meio ambiente.

### I. Pressão do óleo isolante

Para disjuntores que utilizam sistemas de acionamento baseados na combinação óleo/ $N_2$  ( $D1$ ) é possível instalar um sensor de pressão que registre a variação do sistema moto-bomba durante a operação, permitindo encontrar algum defeito no momento da atuação. Todas essas informações podem ser usadas para formular um plano de manutenção baseadas na pressão do óleo e não em tempos programados como é feito tradicionalmente.

### J. Temperatura

A medição da temperatura ambiente permite corrigir o valor da pressão interna do gás, através do uso das curvas de parametrização de cada disjuntor. Além disso, a supervisão da temperatura do gabinete permite alertar sobre o aumento provável da corrente do motor pelo aumento de temperatura do mecanismo de acionamento fora do limite normal de operação.

### K. Sinais Digitais

Diferentes sinais são coletados com a finalidade de serem usadas como alarmes ou eventos dentro do sistema de monitoramento. Esses sinais são informações de estado

das grandezas (valores máximos e mínimos), estágios (alarme ou bloqueio) de algumas grandezas como pressões de óleo e gás. Estes sinais são obtidos do circuito de comando do disjuntor.

## V. PARÂMETROS DO SISTEMA DE MONITORAMENTO

Para a aquisição das grandezas e estados do disjuntor devem ser considerados dois tipos de sinais:

### A. Entradas Digitais

São sinais a serem coletados no momento da operação do disjuntor, que dependendo da utilização do sinal, estes podem ser aquisitados com resolução rápida (FR) ou lenta (LR). A FR é usada quando se vai fazer o sequenciamento de eventos, que permite determinar o tempo de operação e uma comparação com valores obtidos de outros sinais do sistema de monitoramento do disjuntor. Os sinais LR são geralmente usados como alarmes, informação do estado dos estágios das pressões e níveis de tensões de alimentação CC e CA, cuja resolução está na ordem de segundos. Na Tabela 1 indica-se a relação de entradas digitais sugeridas para os disjuntores focalizados neste trabalho.

**TABELA 1**  
**Entradas Digitais Monitoradas**

Sinal	Descrição	Resolução
A	Estado do contato NF do disjuntor (close)	FR
B	Estado do contato NA do disjuntor (open)	FR
CB	Bloqueio geral do disjuntor	LR
Oil-1	Estado do relé de baixa pressão 1º estágio (alarme)	LR
Oil-2	Estado do relé de baixa pressão 2º estágio (bloqueio)	LR
SF6-1	Estado do relé de baixa pressão 1º estágio (alarme)	LR
SF6-2	Estado do relé de baixa pressão 2º estágio (bloqueio)	LR
Vol-1	Estado do relé de falta de tensão do circuito Vcc	LR
Vol-2	Estado do relé de falta de tensão do circuito Vca	LR
M-2	Estado do motor de acionamento eletro-hidráulico	HR
M-FC	Fim de curso do motor	HR
D-P	Discordância de pólos	HR
R	Auto-religamento	LR

### B. Entradas Analógicas

O monitoramento de disjuntores também envolve grandezas analógicas de dois tipos: uma com baixa resolução de tempo (LR), sendo necessário e suficiente coletá-la em intervalos de minutos, geralmente usados para grandezas relativas a condições de operação; e a outra com resolução elevada (FR) coletada durante a operação do disjuntor. Esses eventos são rápidos e a alta taxa de amostragem, permite fazer uma correta oscilografia da variável e dessa forma observar qualquer tipo de alteração dentro do padrão normal de operação. A Tabela 2 lista as diferentes entradas analógicas do disjuntor.

TABELA 2

**Entradas Analógicas Monitoradas**

Sinal	Descrição	Resolução
TA	Temperatura ambiente	LR
TI	Temperatura interna painel de comando	LR
D	Densidade do gás na câmara	LR
P	Pressão do óleo/N2	LR
C	Corrente da bobina de fechamento	HR
T-1	Corrente da bobina de abertura (Trip1)	HR
T-2	Corrente da bobina de abertura (Trip2)	HR
M	Corrente de acionamento do motor	HR
P	Corrente das fases da linha	HR
V	Tensões das fases da linha	HR

A quantidade de entradas analógicas vai depender do tipo de acionamento do disjuntor (monopolar ou tripolar), da necessidade de comparação entre os valores de cada fase, do tipo de mecanismo de acionamento, entre outros.

Neste protótipo de monitoramento, os valores da corrente e tensão das fases serão obtidos através dos TCs e TPs de linha, com saídas de 5A e 115V respectivamente. Digitalmente são amostrados a uma taxa de 128 amostras por ciclo. No monitoramento da corrente do motor serão usados TCs tipo janela, com relação de transformação de 100/0,1 A.

**VI. ARQUITETURA DO SISTEMA DE MONITORAMENTO**

O protótipo do sistema de monitoramento será composto por um grupo de equipamentos incluindo um UAC para a coleta e processamento dos dados, módulos de conversão de sinais analógicos e digitais para a aquisição das correntes e tensões das fases com alta taxa de amostragem,

um computador central que processa, armazena os dados e que cumpre a função de interface homem máquina (IHM), protocolos padrões de comunicação, além do conjunto de transdutores e outros dispositivos que enlaçam os diferentes componentes. Sua arquitetura geral encontra-se ilustrada na Figura 1.

**A. Módulo de aquisição**

Esta unidade está formada por uma UAC que é um PC industrial compatível composto por uma unidade de processamento e módulos de aquisição analógicos e digitais. Estes módulos possuem características próprias e utilizam a filosofia “plug and play”, pois conectados transmitem ao módulo de processamento informações sobre sua configuração e estado de funcionamento. Com 8/12 bits de resolução nas entradas para sinais analógicos permitindo uma taxa de amostragem de 100 kHz no conversor A/D, com memória tipo FIFO e alimentação 120 Vca ou 125 Vcc.

Esta UAC esta preparada para trabalhar em ambientes com alto nível de ruído provocado pelos campos eletromagnéticos e suporte temperaturas ambiente adequadas ao histórico de temperaturas da subestação.

**B. Módulos de sinais analógicos e digitais**

Estes módulos têm a finalidade de compatibilizar os sinais provenientes dos sensores e transdutores a serem instalados no disjuntor com as entradas do módulo de aquisição outorgando-lhe proteção contra surtos ou alterações na linha. Estes módulos são específicos para correntes e tensões da linha, assim como para sinais digitais (de estado), tendo saídas compatíveis com as faixas de operação dos cartões de aquisição da UAC.

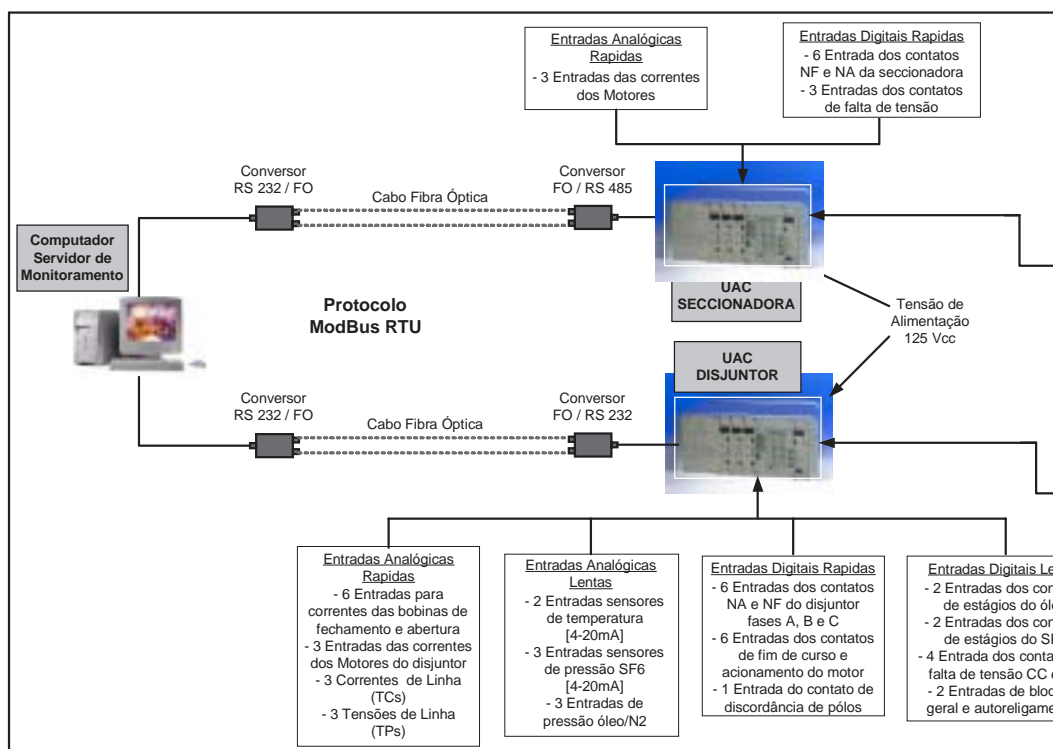


FIGURA 1. Arquitetura geral do Sistema de Monitoramento de Disjuntores.

### C. Especificação de Sensores

- Sensor de Temperatura.- Modelo digital Pt-100 classe B / RTD, este sensor geralmente é fixado no próprio painel de comando do disjuntor com transmissor de temperatura com saída de 4 a 20mA, alimentação 10 a 30 Vcc, ligação a dois fios com tubo de proteção em aço inoxidável, faixa de medição de 0°C a +85°C e uma precisão de  $\pm 0,5\%$ . Um outro sensor com as mesmas características é usado para medição da temperatura ambiente e será instalado na proximidade de um dos pólos.
- Sensores de Densidade.- Modelo digital, com variação da pressão de 0 a 10 bar, sistema de dois fios, alimentação 10 a 30 Vcc, sinal de saída de 4 a 20 mA, conexão de pressão 1/2" BSP, com precisão de  $\pm 0,5\%$  e tempo de resposta menor que 1s.
- Sensores de Pressão.- Modelo digital, com variação da pressão de 0 a 400 bar, sistema de dois fios, alimentação 10 a 30 Vcc, sinal de saída de 4 a 20 mA, conexão de pressão 1/2" BSP, com precisão de  $\pm 0,5\%$  e tempo de resposta menor que 1s.

### D. Servidor central de monitoramento

Consiste em um microcomputador compatível com IBM PC, um localizado na subestação com frequência de clock de 2 GHz, memória RAM de 256MB, unidade de armazenamento física de 40GB, monitor 17" com cartão AGP de interface gráfica e cartões de comunicação com saída RS-232. Nos computadores será instalado o sistema operacional Windows NT, um sistema SCADA, uma base de dados relacional, assim como um programa para análise dos dados e apresentação dos resultados em forma de gráficos, tabelas, curvas, entre outros.

### E. Comunicação

As necessidades de comunicação de dados do sistema de monitoramento de disjuntores, embora não envolvam um grande volume de dados, apresenta algumas peculiaridades, tais como:

- Diferentes tempos de varreduras, a maior parte dos sinais digitais e analógicos são coletados a cada segundo, enquanto que alguns poucos exigem resolução de milissegundos.
- O volume de dados a ser transmitido é na maior parte do tempo pequeno, exceto quando ocorre uma manobra do equipamento.
- Os equipamentos que coletam os dados necessitam estar sincronizados.

Fabricantes oferecem uma grande variedade de protocolos de comunicação de dados com suporte as essas funcionalidades, mas muitas delas são soluções apenas suportadas pelas linhas de produtos da empresa, o que dificulta, ou mesmo, impede a sua integração com outros equipamentos ou mesmo com o sistema e SCADA.

A filosofia de sistemas abertos valoriza a adoção de interfaces e protocolos padronizados, tais como o IEC 60870-5, o DNP 3 e mais recentemente, o IEC 61850, que é também conhecido como uma extensão do UCA 2.

Equipamentos mais econômicos usualmente oferecem como alternativa o protocolo ModBus, que embora não seja um padrão amparado por uma norma, é amplamente documentado e extremamente popular na área de automação industrial, o que o transformou num padrão informal. O problema é que o ModBus foi concebido para CLP não suportando portanto muitas funcionalidades típicas do setor elétrico, tais como sequenciamento de eventos e oscilografia.

Alguns fabricantes chegam a implementar adaptações no Modbus para que ele passe a suportar essas novas funcionalidades, dando origem a particularidades nem sempre compatíveis com equipamentos de outros fabricantes.

Por outro lado, equipamentos com suporte a protocolos específicos do setor elétrico tais como o IEC 60870-5 e o DNP 3, enquadram-se num outro nível de preços mais elevado, o que restringe sua aplicação.

Além disso, a norma IEC 61850 ainda encontra-se ainda em fase de discussão e, portanto, somente uns poucos equipamentos são comercializados seguindo a filosofia de objetos, e na sua maioria ainda seguem o protocolo UCA2 sugerido pelo EPRI e não a versão mais abrangente estabelecida por esse padrão IEC.

### F. Outros Dispositivos

Considerando-se as distâncias consideráveis entre os equipamentos de campo e o edifício de controle, serão usados cabos de fibra óptica, com seus respectivos conversores F.O./RS-232. No caso do disjuntor (D1) por ser de acionamento monopolar será necessário o uso de uma boa quantidade de sensores pelo que se precisará de uma fonte de alimentação de 125 / 24 Vcc; transdutores, TCs para medição das correntes dos motores e resistores (shunts) para medição da corrente dos circuitos de comando de abertura e de fechamento.

## VII. RESULTADOS DE DIAGNÓSTICOS ESPERADOS

- Curvas de evolução da pressão dos gases ( $SF_6$  e  $N_2$ ), da pressão do óleo, da variação da temperatura, mediante os dados proporcionados pelos sensores instalados no disjuntor;
- Oscilografia das correntes e tensões de linha proporcionada pela UAC, que permita calcular de forma aproximada o desgaste dos contatos usando a relação  $I^2T$  ou  $IT$ ;
- Evolução dos tempos de fechamento e abertura, através das medições dos tempos de operação, assim como pela posição dos contatos auxiliares;
- Análise dos tempos de fechamento ou abertura dos disjuntores, através da oscilografia das correntes de fa

ses, correntes das bobinas de fechamento ou abertura e percurso dos contatos principais;

- Análise da forma de onda das correntes de fase de fechamento ou abertura dos disjuntores, detectando possíveis faltas no circuito onde se encontra o disjuntor;
- Evolução das formas de onda das correntes das bobinas de fechamento ou abertura dos disjuntores;
- Evolução da forma de onda da corrente do motor de acionamento do disjuntor;
- Evolução na discordância de tempo de abertura e fechamento dos contatos principais.

## VIII. CONCLUSÕES

- O monitoramento em tempo real de disjuntores é uma tecnologia emergente que está desenvolvendo-se rapidamente com a participação de concessionárias, fabricantes de equipamentos, provedores de sistemas e dispositivos de monitoramento e por grupos de pesquisa de universidades.
- Outras informações importantes ao sistema de monitoramento de disjuntores provêm de uma variedade de IEDs já existentes na subestação incluindo relés de proteção, sistemas de oscilopertubografia, seqüenciadores de eventos e outros dispositivos. Para tanto se faz necessário um dispositivo especial que sirva como intérprete, pois estes equipamentos trabalham com protocolos de comunicação particulares e geralmente proprietários.
- A padronização dos protocolos de comunicação para os sistemas de monitoramento permitirá alcançar benefícios, tais como melhor interconexão entre equipamentos, maior confiabilidade na administração dos dados, menor tempo de resposta do sistema ante uma falta, entre outros.
- Como tendências futuras dentro da área de monitoramento de sistemas elétricos estão o monitoramento de subestações compactas, a integração

de todos os sistemas de monitoramento dos diversos equipamentos (transformador, disjuntor, pára-raios, entre outros) dentro de uma plataforma comum e a aparição de novos serviços, como ferramentas para gerenciamento da manutenção.

## IX. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a contribuição de Lucas Neto da Siemens e Miguel Alexopoulos da Schneider, por sua participação na execução do projeto.

## X. REFERENCIAS

- [1] A. Poeltl and M. Haines, "Experiences with condition monitoring of HV Circuit Breaker," in *Proc. 2001 Transmission and Distribution Conf., IEEE/PES, V.2* pp. 1077-1082.
- [2] Catalogs Circuit Breaker of Siemens and Schneider.
- [3] CEA Canadian Electricity Association, "On-line Condition Monitoring of Substation Power Equipment Utility Needs, Dec. 1996.
- [4] IEEE "Guide for the selection of monitoring for Circuit Breaker" IEEE Std. C37.10.1-2000.
- [5] J. Corbett and A. Higgins and C. Kelleher, "A procedure for allocating limited resources to Circuit Breaker planned maintenance," in *Session 2002 CIGRE Conf.*, v.13-303.
- [6] J. H. Nelson, "Electric utility considerations for Circuit Breaker Monitoring," in *Proc. 2001 Transmission and Distribution Conf., IEEE/PES, V.2* pp. 1094-1097.
- [7] J. P. Dupraz and A. Schiemann, "Design Objectives of new digital control and monitoring of High Voltage Circuit Breaker," in *Proc. 2001 Transmission and Distribution Conf., IEEE/PES, V.2* pp. 1088-1093.
- [8] K. Lehman and L. Zehnder and M. Chapman, "A novel arcing monitoring system for SF6 Circuit Breaker," in *Session 2002 CIGRE Conf.*, v. 13-301.
- [9] M. Landry and G. Diagneault and S. Zelingher, "Benefits of On-line monitoring for High Voltage Circuit Breaker," in *Session 2000 CIGRE Conf.*, pp. 358-364.
- [10] O. S. Lobosco and H. P. Silva, "Monitoring systems for failure detection and location in Substations Strategic Apparatus," in *Proc. 2002 Latin America Transmission and Distribution Conf., IEEE/PES, V.3* pp. 317-322.
- [11] W. J. Bergman, "Selecting Circuit Breaker Monitoring," in *Proc. 2001 Transmission and Distribution Conf., IEEE/PES, V.2* pp. 1071-1076.

# Ferramentas de Geração Gráfica Dinâmica de Diagramas Unifilares e Telas Auxiliares de um Sistema de Automação

L. Pena, CYBERIAN, C. S. Franco e F. Santana

## RESUMO

Este artigo descreve o sistema de geração da Base de Dados utilizada no processo de automação da COELBA, as etapas de desenvolvimento do software implementado para automatizar a criação dos diagramas unifilares e telas auxiliares no sistema de automação da COELBA e o resumo do funcionamento do software.

## PALAVRAS-CHAVES

Automação, COELBASE, Ferramentas Gráficas, IHM (Interface Homem-Máquina) e Software.

## I. INTRODUÇÃO

O objetivo do projeto foi o desenvolvimento de um aplicativo que oferecesse suporte à elaboração e gestão, com maior rapidez e eficiência, de diagramas unifilares e telas auxiliares para os Sistemas de Automação de controle de subestações em tempo real.

A ferramenta implementada possibilita a manipulação das entidades gráficas dos diagramas e telas e possui recursos avançados de edição. Além disso, incorpora a capacidade de importar bases de dados gráficas preexistentes e gerar arquivos em diversos formatos, suportados por Sistemas de Automação comerciais (SHERPA, SAGE etc.).

O software desenvolvido utiliza como fonte de dados o COELBASE responsável pela gerência de toda a criação e manutenção das bases de dados utilizadas no sistema de automação da COELBA.

## II. SISTEMA DE GERAÇÃO DA BASE DE DADOS

No processo de automação da COELBA uma característica básica que se buscou desde o princípio foi a flexibilidade e a velocidade para suportar a evolução da tecnologia, diante dessas premissas gerais procurou-se no gerenciamento da base de dados a adoção de uma ferramenta que desse a este trabalho a dinâmica exigida.

Foi desenvolvido, a partir de uma solução utilizada pela IBERDROLA, o IBERBASE, uma ferramenta com a mesma finalidade porém com características próprias da COELBA. Essa ferramenta, que possui o nome de COELBASE, gerencia toda a criação e manutenção das bases de dados utilizadas no sistema de automação da COELBA.

A principal funcionalidade, que é a de dotar o sistema de uma dinâmica similar às necessidades impostas pelo sistema elétrico e pela evolução da tecnologia, foi perfeitamente atendida. Por meio dessa ferramenta é possível configurar o Centro de Operação do Sistema (COS), o Centro de Operação da Distribuição (COD) e a Unidade Terminal Remota (UTR), e é fornecida automaticamente a lista de pontos que permite executar os projetos com uma maior qualidade, uma lista de cabos onde é colocada toda a conexão física da UTR, tanto para cabos de cobre como fibra ótica, além de facilitar a elaboração de relatórios não padronizados.

Nessa ferramenta também foi incorporado todos os conceitos de protocolo onde se define todos os parâmetros de conectividade entre os distintos sistemas e protocolos, garantindo a unicidade dos pontos e respeitando as regras necessárias ao perfeito funcionamento. Foram implementados também rotinas de otimização que de uma forma dinâmica e rápida compacta-se toda a base de dados proporcionando uma melhor utilização dos protocolos de comunicação.

Com a utilização desta ferramenta foi atingido um elevado grau de confiabilidade na geração das bases de dados do sistema. Outra grande conquista foi a redução na quantidade de homens/hora trabalhadas nesses procedimentos, como essa ferramenta, desenvolvida em uma plataforma aberta. A ferramenta descrita no item III deste artigo é fruto do projeto de pesquisa de P&D. Com a realização deste projeto a COELBA irá atingir um elevado grau de qualidade na preparação das informações para se ativar o Sistema de Automação.

## III. DESENVOLVIMENTO DO PROJETO

No desenvolvimento do projeto, seguiram-se diversas etapas, explicitadas a seguir:

### A. Primeira Etapa

Consistiu na coleta de dados, materiais e documentos e de entrevistas com a equipe de Engenharia. Foram levantados as telas existentes no sistema unifilar e o roteiro atualmente seguido para criação de cada uma:

- análise da lista de pontos e do diagrama unifilar;
- construir tela de alarmes, medidas, tensão e resumo através da inserção dos elementos estáticos e dinâmicos nas telas;



- enlaçar todos os elementos dinâmicos, um dos passos mais trabalhosos na construção de uma tela;
- definir as funcionalidades dos elementos dinâmicos;
- criar linhas de interligação entre os elementos gráficos das telas;
- criar legendas e indicações textuais.

Também foram selecionadas e estudadas as normas da ABNT relativas ao projeto. Seguiu-se então a modelagem do sistema, que teve como produto os seguintes itens: Casos de Uso, Diagramas de Seqüência e Diagrama de Classes, segundo a notação UML (Unified Modeling Language).

## B. Segunda Etapa

Nessa etapa iniciou-se o desenvolvimento do sistema propriamente dito. Essa fase foi dividida em três sub-etapas, descritas de forma sucinta a seguir:

### Sub-Etapa I.

Levantamento das funcionalidades do sistema e definição da estrutura do arquivo de entrada de dados. Para isso, foram utilizados padrões abertos de mercado (XML - Extensible Markup Language e DTD - Data Type Definition) de forma a permitir intercâmbio de dados com outras aplicações comerciais e Sistemas de Banco de Dados.

### Sub-Etapa II.

Prototipação das telas do sistema e início da codificação das classes na Linguagem de Programação Java.

### Sub-Etapa III.

Elaboração da primeira versão do produto, através da implementação dos módulos de interpretação dos documentos XML e de geração de arquivos gráficos. Além disso, um editor CAD foi construído de forma a permitir edições avançadas nos arquivos gerados e existentes.

## C. Terceira Etapa

Nessa etapa foram executados testes do sistema, com o intuito de refinar e aperfeiçoar o produto até a fase de implantação no ambiente de produção, quando foi gerada a versão final do mesmo.

## D. Quarta Etapa

A última etapa consistiu da documentação da ferramenta e treinamento dos usuários, fechando assim o ciclo de produção do novo software.

Destacam-se como principais resultados adquiridos com a implantação do projeto:

- Automatização da criação de telas nos sistemas de supervisão e controle, para se obter maior eficiência e diminuindo a probabilidade de erros;
- Melhoria na qualidade de trabalho, tornando o desgaste humano menor e aumentando a eficiência do trabalho técnico;
- Desenvolvimento de uma nova ferramenta para geração dinâmica de unifilares e telas auxiliares do sistema de automação;
- Redução do custo homem/hora na geração das telas, aproveitando a liberação do tempo de serviço para execução de outras atividades na área de Engenharia.

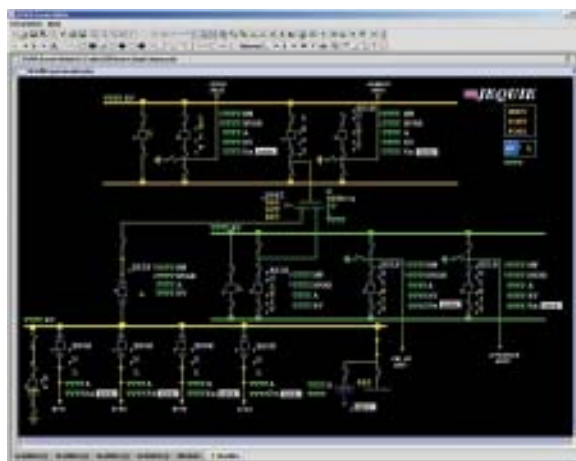


FIGURA 1. Subestação de Jequié gerada e editada pela ferramenta.

## IV. RESUMO DO FUNCIONAMENTO DO SOFTWARE

O software constrói todas as telas a partir da leitura e análise de um arquivo gerado pelo COELBASE apelidado de Arquivo DAT. O programa lê este arquivo e identifica cada elemento dinâmico presente neste arquivo. Após esta etapa o programa agrupa os elementos dinâmicos e os agrupa em módulos elétricos e em seguida é determina quais telas serão geradas. No geral são criadas as telas de Alarmes, Medida e Resumo. Cada tela possui os elementos referentes a cada uma. Por exemplo, a tela de Alarmes só possuirá elementos de Alarmes, a tela de Medidas possuirá apenas elementos de medidas. As Telas de Resumo e Tensão podem possuir qualquer tipo de elemento, desde que esteja configurado no programa que este elemento também será desenhado nestas telas. As telas de subtensão só serão criadas automaticamente pelo programa se no arquivo DAT forem identificados mais de 5 módulos alimentadores, regra essa definida durante o desenvolvimento do programa.

O passo seguinte é o de desenhar cada tela. As telas de Alarmes e Medidas são criadas segundo os padrões utilizados atualmente pela COELBA. Os módulos dessas telas são agrupados em blocos que são identificados pelo tipo e pela tensão dos módulos que os compõe por exemplo: Alimentadores de 13kV, Alimentadores de 69kV, Remota etc.



FIGURA 2. Tela de Alarmes.

FUNÇÃO	CATEGORIA	FASE A	FASE B	FASE C	TENSÃO ANF	CORRENTE ANF	TENSÃO ANF	CORRENTE ANF
FUNÇÃO 1	1	110V	110V	110V				
FUNÇÃO 2	2	110V	110V	110V				
FUNÇÃO 3	3	110V	110V	110V				

FIGURA 3. Tela de Medidas.

As telas de Tensão e Resumo utilizam os modelos gráficos de módulos elétricos já criados e armazenados previamente em uma biblioteca gráfica para serem desenhadas. A distribuição destes módulos bem como a interligação entre os mesmos são definidas através de regras que são predefinidas pelo usuário. Na verdade estas regras são criadas com base no desenho do diagrama unifilar de cada subestação. Caso haja uma subestação cujas as telas ainda não foram desenhadas e a distribuição dos seus módulos se assemelham a uma outra já desenhada, o programa irá utilizar as regras da subestação que já foi desenhada para gerar as telas da nova subestação não sendo mais necessário criar novas regras para cada subestação.

Uma vez concluída as edições necessárias será preciso exportar o arquivo de cada tela em um formato que possa ser lido pelo SHERPA. Este arquivos podem ser editados e alterados normalmente pelo editor utilizado hoje pela COELBA sem maiores complicações. Os arquivos gerados pelo programa podem ser diretamente colocados em produção sem que seja necessário realizar qualquer tipo de enlaçamento ou configuração dos elementos dinâmicos.

## V. CONCLUSÕES

Este produto é fruto de uma pesquisa inovadora e de desenvolvimento de alta tecnologia, e define padrões abertos que poderão ser exportados para qualquer plataforma de trabalho e/ou pesquisas correlatas. Até o momento não foram encontradas pesquisas similares relacionadas à área de geração dinâmica de diagramas unifilares e telas auxiliares.

## VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Microstation Professional CAD Software – Editora Érica; ISBN: 8571942773
- [2] Desenhando com o MicroStation 95– Editora Érica; Turqueti Filho, Reynaldo; ISBN: 8571943540
- [3] CONSTRUCTING INTELLIGENT AGENTS WITH JAVA :A PROGRAMMER'S
- [4] GUIDE – Editora Ernesto Reichman; Bigus; ISBN 0471191353.

# Filtros Ativos Paralelos: Um Enfoque Quanto a Eficácia de Três Estratégias de Controle

M. Aredes, COPPE/UFRJ, J. A. Moor Neto, COPPE/UFRJ; M. J. V. Siqueira, Bandeirante Energia S.A., J.C. Montenegro, Bandeirante Energia S.A

## RESUMO

Este documento apresenta uma análise comparativa entre três estratégias de controle para filtros ativos paralelos em sistemas de distribuição. As estratégias de controle utilizadas são a teoria da potência instantânea (teoria pq), sistema de referência síncrona e correntes senoidais de Fryze. O uso do circuito de sincronismo (circuito PLL) permite a determinação de correntes de referência, permitindo que as correntes drenadas na fonte sejam senoidais e balanceadas, mesmo que as tensões medidas na fonte contenham desbalanços e distorções. Simulações e resultados experimentais com o DSP TMS320F2812 da TEXAS INSTRUMENTS das estratégias de controle para determinação das correntes de compensação, são apresentadas, comprovando assim a viabilidade das estratégias em condições não ideais de operação.

## PALAVRAS-CHAVE

Filtros Ativos Paralelos, Teoria pq, Correntes Senoidais de Fryze, Sistema de Referência Síncrona, DSP.

## I. INTRODUÇÃO

Os problemas relacionados à qualidade de energia elétrica têm merecido cada vez mais a atenção de profissionais da área. Os prejuízos econômicos decorrentes de uma energia de baixa qualidade podem ser muito acentuados. Isto porque nos últimos anos, ocorreu um considerável aumento do número equipamentos residenciais e industriais que são extremamente sensíveis a qualidade da potência entregue para o consumo [2].

Estes tipos de equipamentos, por apresentarem características não-lineares, são os maiores responsáveis pelas distorções das formas de onda observadas nas correntes e, dependendo da potência de curto circuito da barra do sistema de distribuição, a forma de onda da tensão poderá também ser afetada. Ao mesmo tempo, estes equipamentos são muito sensíveis às variações de tensões, operando de forma indevida, se a mesma não for de boa qualidade.

Diante desta situação, verifica-se a necessidade de minimizar o impacto no funcionamento destas cargas. Uma proposta interessante é a utilização do Condicionador Universal de Potência (UPQC) [3], [10], que é a integração dos filtros ativos série e paralelo. Deste modo, o UPQC possui condições de propiciar uma melhoria da qualidade da energia a partir do seu ponto de instalação no sistema elétrico.

O filtro ativo paralelo que compõe o UPQC compensa as correntes da carga não linear para garantir que as correntes compensadas, drenadas da rede tornem-se senoidais e equilibradas.

Um dos aspectos mais importantes no projeto do filtro ativo é a estratégia de controle considerada na determinação das correntes e/ou tensões de compensação. Este tema vem sendo discutido nos últimos 20 anos com publicações de diversos trabalhos. Entretanto, em vários trabalhos publicados, os resultados de aplicações de filtros ativos foram apresentados de forma imprecisa, quer seja pelo fato do sistema básico modelado não condizer com a realidade prática, ou mesmo devido a problemas de interpretação errônea de algumas estratégias de controle já desenvolvidas [4]-[7].

Por exemplo, como relatado em [8], deve-se atentar que em situações em que as tensões de suprimento forem distorcidas e/ou desbalanceadas, nenhuma estratégia de controle possibilitará que de forma simultânea os seguintes aspectos sejam atendidos por meio da aplicação de filtros ativos:

- a potência ativa fornecida pela fonte seja constante;
- as correntes na fonte sejam senoidais;
- as tensões e correntes na fonte sejam proporcionais.

O princípio básico da compensação do filtro ativo paralelo, pode ser verificado por intermédio do diagrama unifilar ilustrado na Figura 1.

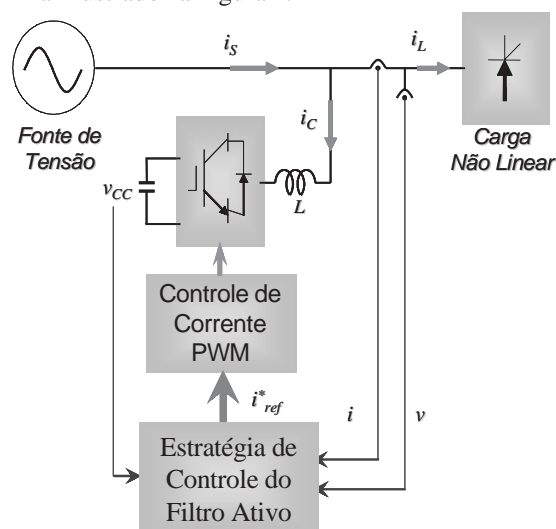


FIGURA 1. Configuração típica do filtro ativo paralelo

Este trabalho foi apoiado financeiramente pela Bandeirante Energia S.A..

M. J. V. Siqueira trabalha na Bandeirante Energia S.A. (e-mail: jovita@bandeirante.com.br).

J. C. Montenegro trabalha na Bandeirante Energia S.A. (e-mail: montenegro@bandeirante.com.br)

Deste modo, este trabalho mostra um estudo conciso a respeito de três diferentes estratégias de controle, consideradas na determinação das correntes de compensação em filtros ativos a três fios. Neste estudo, na implementação da configuração do sistema foi verificado o cuidado em dimensioná-lo, de tal sorte que a tensão da barra de suprimento seja afetada pela atuação da carga não-linear considerada. Este aspecto denota que o sistema de suprimento não é um barramento infinito. O estudo foi baseado em simulações no programa PSCAD/EMTDC, além de resultados experimentais utilizando o sistema de desenvolvimento eZdsp™ F2812 DSP.

Considerou-se que as tensões da fonte de tensão apresentavam distorções e desbalanços, comprovando a eficácia das estratégias em condições não ideais de operação.

## II. ESTRATÉGIAS DE CONTROLE

A metodologia utilizada para gerar as correntes de compensação é o fator preponderante na eficácia da operação do filtro ativo. Várias estratégias de controle podem ser utilizadas na obtenção de correntes de compensação, como mostram [4]-[7].

Os aspectos gerais das três estratégias de controle no domínio do tempo, utilizadas neste estudo relacionado com a atuação de filtro ativo paralelo, são apresentadas a seguir.

### A. Teoria pq

Com base na teoria pq [1], a estratégia de controle para correntes senoidais na fonte pode ser implementada de acordo com [10], conforme mostrado na Figura 2.

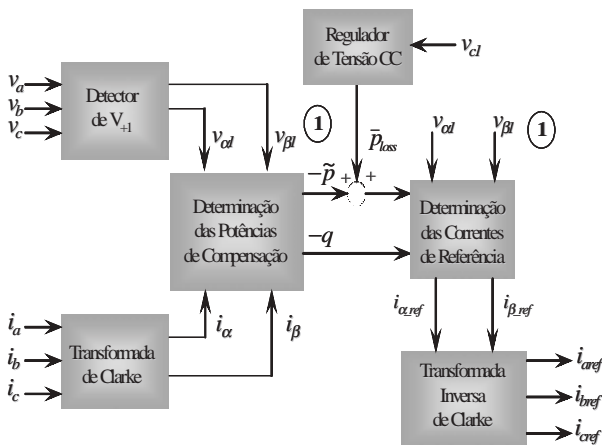


FIGURA 2. Diagrama de blocos para a estratégia de correntes senoidais na fonte.

As tensões e correntes medidas são transformadas em coordenadas  $\alpha$ - $\beta$  por (1).

As potências de compensação são dadas por (2). A componente CA da potência ativa de compensação  $\tilde{p}$ , é obtida por meio de um filtro passa-alta sintonizado em 50 hz. Caso não haja interesse de compensar a potência reativa da carga, a componente CA da potência imaginária de compensação  $\tilde{q}$  também deverá ser extraída. Neste trabalho, as potências de compensação da atuação da carga são dadas por (3).

$$\begin{bmatrix} f_\alpha \\ f_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (1)$$

$$\begin{bmatrix} p_c \\ q_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_\alpha & i_\beta \\ -i_\beta & i_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{\alpha 1} \\ v_{\beta 1} \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$\begin{cases} p_{cl} = -\tilde{p} + p_{loss} \\ q_{cl} = -q \end{cases} \quad (3)$$

As correntes de referência são calculadas por (4). O sinal de saída do regulador  $p_{loss}$  é considerado nos cálculos que determinam a corrente de referência a ser entregue ao inversor PWM, conforme dado em (4). Este sinal reflete em um balanço no fluxo de potência entre o elo CC e a saída do inversor, ou seja, o inversor pode injetar ou absorver potência da rede de suprimento CA.

Finalmente, as correntes de referência  $i_{\alpha ref}$  e  $i_{\beta ref}$  são transformadas para o sistema de referência a-b-c por (5).

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha ref} \\ i_{\beta ref} \end{bmatrix} = \frac{1}{v_{\alpha 1}^2 + v_{\beta 1}^2} \begin{bmatrix} v_{\alpha 1} & v_{\beta 1} \\ v_{\beta 1} & -v_{\alpha 1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_{cl} \\ q_{cl} \end{bmatrix} \quad (4)$$

O detalhe fundamental desta estratégia que não foi considerado em [4]-[7], foi à utilização do detector de seq. Positiva  $\mathbf{V}_{+1}$ , o qual determina  $v_{\alpha 1}$  e  $v_{\beta 1}$ . Este circuito é esclarecido na Figura 3.

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha ref} \\ i_{\beta ref} \\ i_{c ref} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -1/2 & \sqrt{3}/2 \\ -1/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\alpha ref} \\ i_{\beta ref} \end{bmatrix} \quad (5)$$

O circuito de sincronismo (PLL) é o parte mais importante do detector de seqüência positiva, pois calcula os valores da freqüência e do ângulo de fase da componente fundamental de seqüência positiva da tensão medida. Detalhes específicos sobre o PLL em questão, bem como do detector de seqüência positiva, podem ser obtidos em [10].

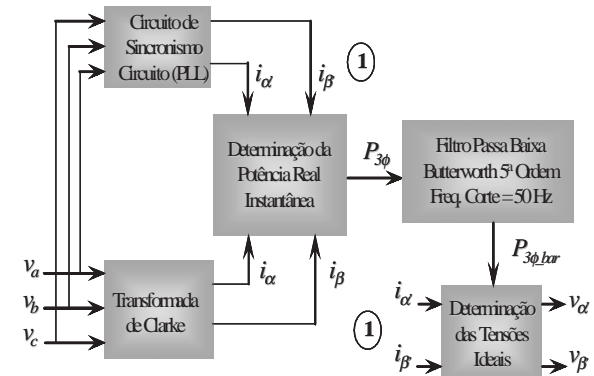


FIGURA 3. Diagrama de blocos do método da referência síncrona

## B. Sistema de Referência Síncrona

Proposta em [9], esta metodologia de controle é baseada na aplicação da Transformada de Park. Deste modo, origina-se um sistema de referência composto de dois eixos ortogonais (coordenadas dq) girando de acordo com a frequência da rede de suprimento. A Figura 4 esclarece as características desta estratégia. Utilizando (6) as correntes de carga medidas são convertidas para a coordenada dq, ou seja,  $i_d$  e  $i_q$  (referência síncrona), sendo a matriz que a matriz  $T$  é dada por (7).

Utilizando filtros adequados, as componentes de frequência fundamental (quantidades CC), são separados dos componentes em frequências superiores (quantidades CA). Semelhante a estratégia anterior, pode-se optar por compensar ou não a potência reativa da carga. Optando pela sua compensação, a componente  $i_{qdc}$  deve ser ajustada para zero. A componente CC da corrente relativa a componente fundamental da corrente  $i_{ddc}$  é adicionada ao sinal  $p_{loss}$ , visando como no caso da estratégia anterior, refletir em um balanço no fluxo de potência entre o elo CC e a saída do inversor.

Deste modo, as componentes fundamentais das correntes de carga são obtidas por (8). As correntes de referência são obtidas com (9).

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} T \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (6)$$

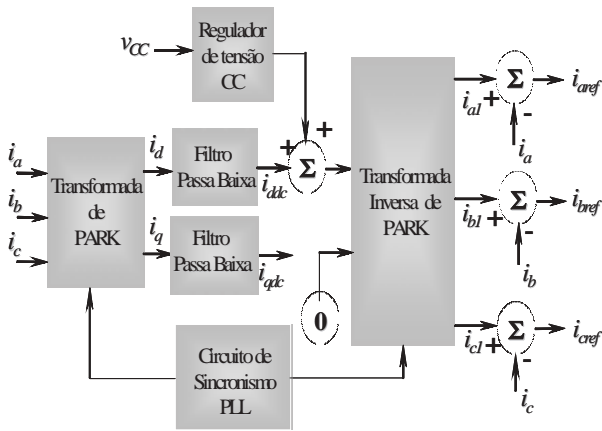


FIGURA 4. Diagrama de blocos do método da referência síncrona

$$T = \begin{bmatrix} \cos wt & \cos(wt - 2\pi/3) & \cos(wt + 2\pi/3) \\ -\sin wt & -\sin(wt - 2\pi/3) & -\sin(wt + 2\pi/3) \end{bmatrix} \quad (7)$$

$$\begin{bmatrix} i_{d1} \\ i_{b1} \\ i_{c1} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos wt & -\sin wt \\ \cos(wt - 2\pi/3) & -\sin(wt - 2\pi/3) \\ \cos(wt + 2\pi/3) & -\sin(wt + 2\pi/3) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dc} + p_{loss} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (8)$$

$$i_{refk} = i_{k1}(t) - i_k(t) \quad k = (a, b, c) \quad (9)$$

A posição angular do sistema de referência  $wt$  é obtida também por meio do PLL mostrado em [10].

## C. Método das Correntes Senoidais de Fryze

A referência [8] apresenta uma estratégia bastante interessante pela sua simplicidade, além de ser eficaz na ta-

refa de compensar as componentes harmônicas das correntes de carga. A Figura 5 ilustra como as correntes de compensação são determinadas nesta metodologia. Salienta-se que nesta estratégia não é possível compensar o fator de potência da carga, pois as tensões do sistema não estão sendo utilizadas no controle. A vantagem está na simplicidade do controle, inclusive com a redução em um filtro passa baixa de quinta ordem.

As correntes medidas na carga são utilizadas como entradas no circuito de sincronismo. As saídas deste controle  $v_{a1}, v_{b1}, v_{c1}$  são senóides puras em fase com a sequência positiva das correntes medidas. Maiores detalhes sobre este circuito de sincronismo podem ser observados em [8].

A condutância  $G$ , determinada conforme mostra o diagrama de blocos da Figura 5, apresenta um valor médio e um valor oscilante. O uso do filtro passa baixa, serve então para extrair a componente média desta condutância  $G$ , sendo esta componente média denominada como  $G_{bar}$ . Com isto,  $G_{bar}$  é um sinal de controle que contém a magnitude da componente fundamental das correntes medidas na carga.

Sendo o conversor utilizado no circuito de potência alimentado por um capacitor, há a necessidade de um controle para manter a tensão do elo CC do conversor no valor desejado.

Este controle irá fornecer o sinal de controle  $G_{loss}$ , sendo este responsável por forçar o conversor a drenar ou receber energia da rede mantendo a tensão no elo CC no valor de referência ajustada. O produto entre as tensões de controle  $v_{a1}, v_{b1}, v_{c1}$  e sinal de controle  $G_c$  irão fornecer correntes de controle  $i_{ap}, i_{bp}, i_{cp}$ , cujos sinais são senóides puras e em fase com sequência positiva das correntes medidas. As correntes de referência  $i_{aref}, i_{bref}, i_{cref}$  são determinadas pela diferença entre as correntes ideais  $i_{ap}, i_{bp}, i_{cp}$  e as correntes medidas na carga  $i_a, i_b, i_c$ .

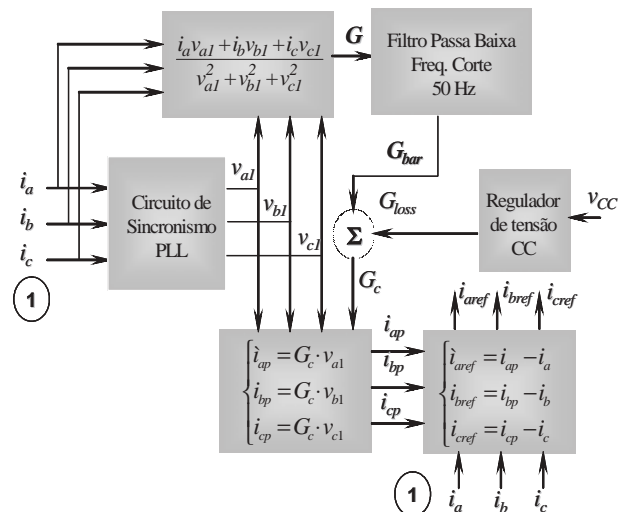


FIGURA 5. Diagrama de blocos do método das correntes senoidais de Fryze

### III. RESULTADOS DE SIMULAÇÕES

Os parâmetros do sistema modelado no simulador digital PSCAD/EMTDC são apresentados na Tabela 1. A situação considerada foi a de tensões de suprimento desbalanceadas e distorcidas, visto que estes tipo de situação apresentou problemas de discussões. O fator de desbalanço considerado foi de  $f_d = 4.8\%$ . Também foi adotada a inclusão de um harmônico de sétima ordem (420 Hz) de  $V_7 = 7.87\%$ .

Salienta-se que a carga foi representada por uma ponte conversora de seis pulsos, com uma resistência no lado CC de  $R_{cc} = 100 \Omega$ .

TABELA I

**Parâmetros do sistema a três fios modelado**

Tensão de linha $V_l = 220V$ (rms)	Frequência do sistema $f_s = 60Hz$
Impedância do sistema $Z_s (0,107 + j 7,539)$	Indutância do inversor $L_i = 5 mH$
Capacitância do lado CC do inversor $C_{cc} = 1200\mu F$	Tensão de referência do lado CC do inversor $V_{cc} = 700 V$
Filtro passivo passa alta do inversor $R_p = 100e C_p = 8\mu F$	Largura da banda de histerese = 0.22 A

A Figura 6 mostra as tensões fornecidas pela fonte de suprimento com o níveis de distorção e desbalanço considerados na análise. Pode-se também verificar a forte influência da atuação da carga nas tensões.

As Figuras 7, 8 e 9 ilustram os comportamentos das correntes na fonte e na carga nrelativas a fase “a”, as quais foram obtidas com as três estratégias em um determinado intervalo.

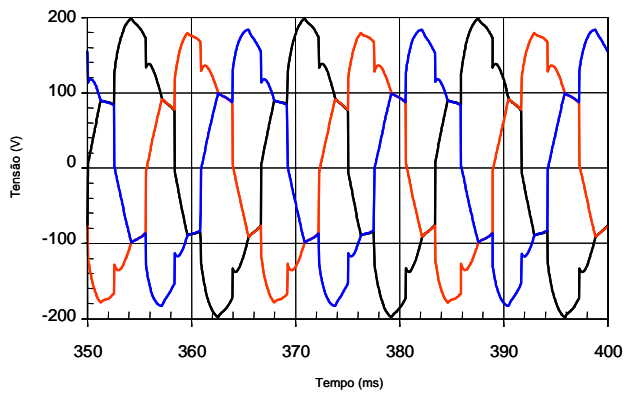


FIGURA 6. Tensões de suprimento

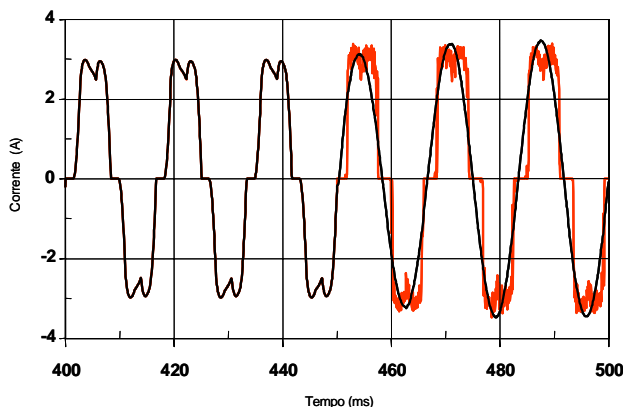


FIGURA 7. Resultados obtidos com a teoria pq

As figuras 10, 11 e 12, ilustram o comportamento das correntes na fonte obtidas em cada uma das três estratégias.

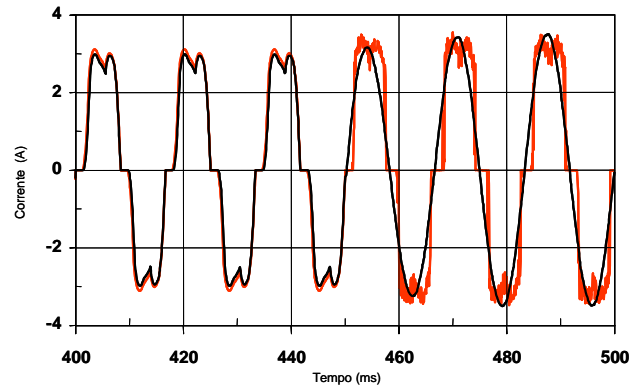


FIGURA 8. Resultados obtidos com o Sist. Ref. Síncrona

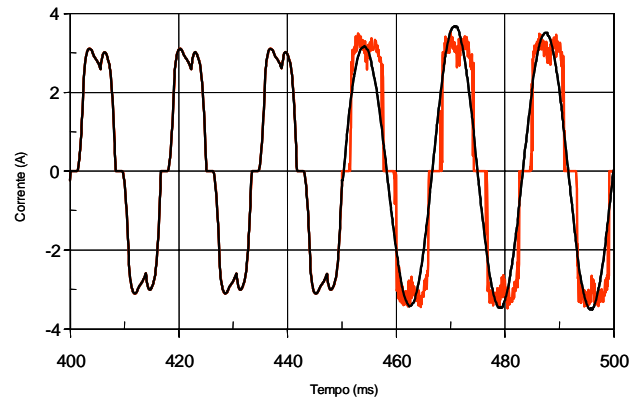


FIGURA 9. Resultados obtidos com as Corr. Sen. de Fryze

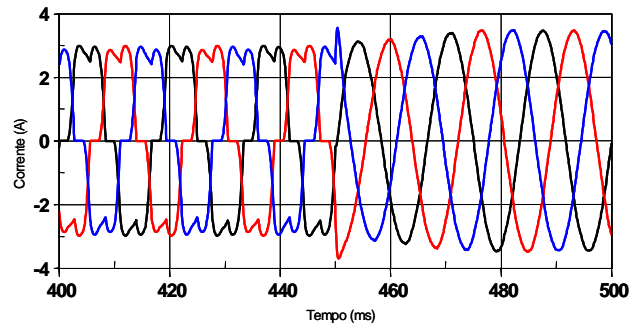


FIGURA 10. Correntes na fonte com a teoria pq

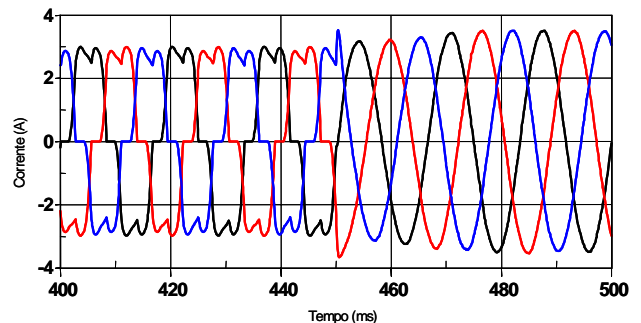


FIGURA 11. Correntes na fonte com o Sist. de Ref. Síncrona

Já as correntes de referências, obtidas por meio da modelagem de cada uma das estratégias de controle analisadas, constam nas Figuras 13, 14 e 15.

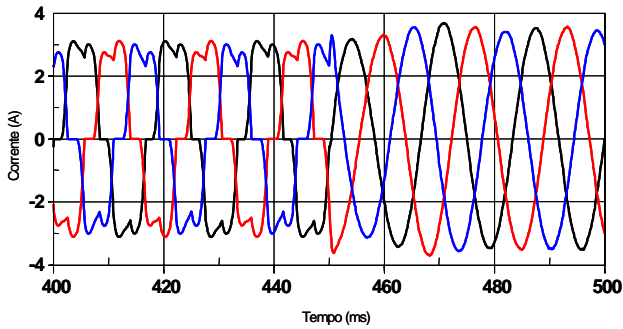


FIGURA 12. Correntes na fonte com as Corr. Sen. de Fryze

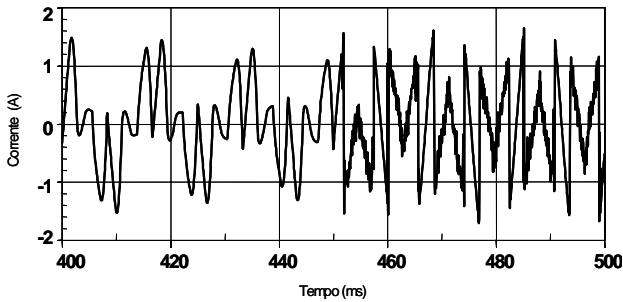


FIGURA 13. Corrente de Ref. com a Teoria pq

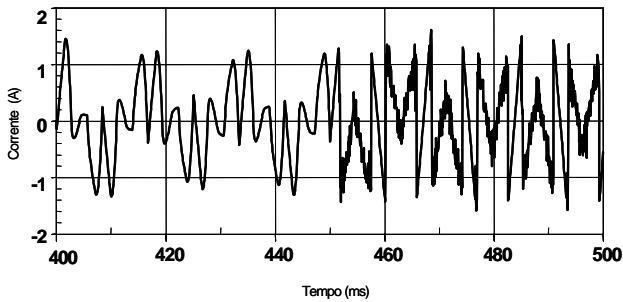


FIGURA 14. Corrente de Ref. com o Sist. de Ref. síncrona

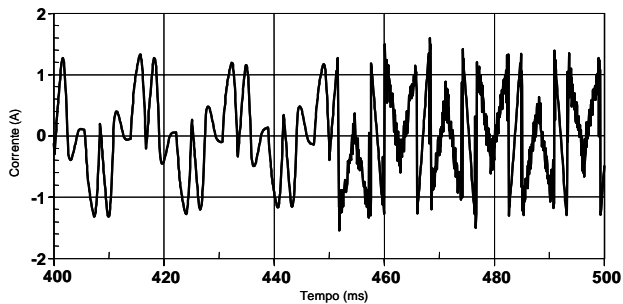


FIGURA 15. Corrente de Ref. com as Corr. Sen. de Fryze

#### IV. UTILIZAÇÃO DO DSP

Foram implementados os três algoritmos relativos as três estratégias de controle citadas neste trabalho no DSP TMS320F2812, considerando as premissas de [11]-[13]. Deste modo, foi possível verificar as correntes de compensação de referência geradas pelas três estratégias.

As principais características deste Processador Digital de Sinais são: Frequência de operação 150 MHz, 16 canais de conversão A/D de 12 – Bit (12.5 MSPS), 128 K x 16 Flash, dois geradores de eventos (EVA e EVB), temporizadores de 32 – bits.

Utilizou-se no sistema de condicionamento de sinal três transdutores de corrente, e outros três de tensão de efeito hall para efetuar a medição das correntes e tensões na carga não-linear considerada.

A Figura 16 mostra o diagrama de blocos representativo do sistema implementado.

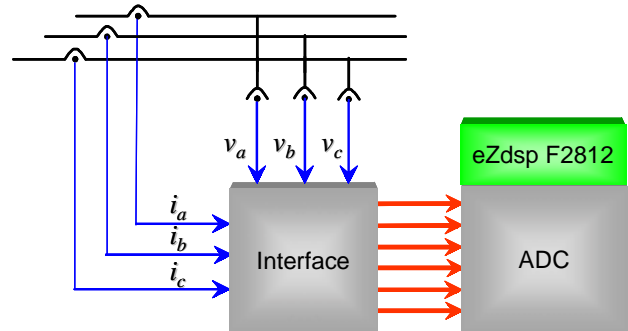


FIGURA 16 – Diagrama de blocos do sistema

#### V. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

O sistema implementado permitiu verificar as correntes de referências necessárias a compensar a distorção da corrente de linha da mesma carga adotada nas simulações, e que esclarecida na seção III. O sistema de suprimento também era similar aquele simulado, em termos de potência de curto-circuito.

A Figura 17 mostra as formas de ondas das tensões de fase do sistema de suprimento.

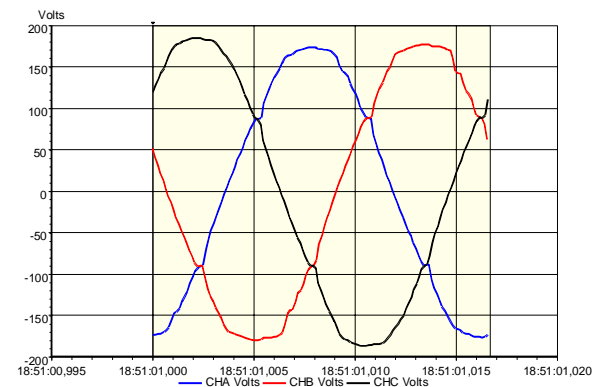


FIGURA 17. Formas de ondas das tensões de suprimento

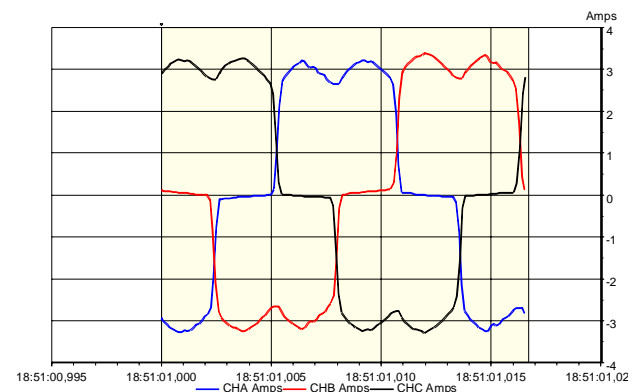


FIGURA 18. Formas de ondas das correntes de carga

Foi verificado que o fator de desbalanço de  $f_d = 2.8320$  % netas tensões. O conteúdo harmônico verificado foi de:  $V_3 = 1,366\%$   $V_5 = 1,463\%$  e  $V_7 = 1,778\%$ . Já a Figura 18 ilustra as formas de ondas das correntes de linha drenada pela carga não-linear considerada.

As Figuras 19, 20 e 21, mostram as correntes de compensação (em pu na base 3.1A), as quais foram determinadas por meio da utilização do DSP, utilizando as estratégias da Teoria pq, Sistema de Referência Síncrona e Correntes Senoidais de Fryze, respectivamente. .

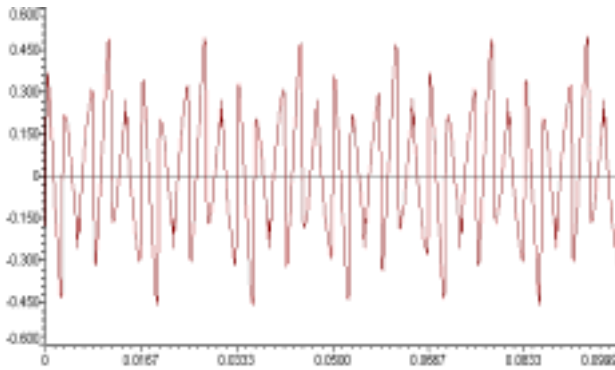


FIGURA 19. Teoria pq

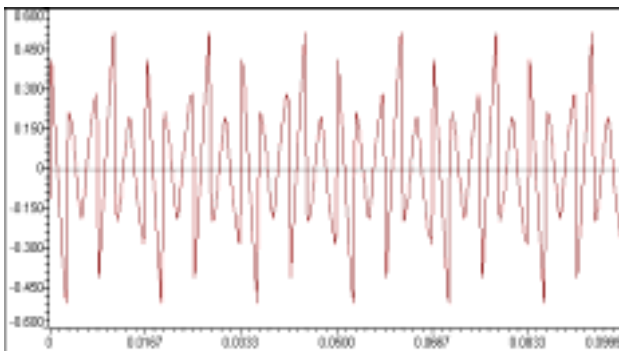


FIGURA 20. Sistema de Referência Síncrona

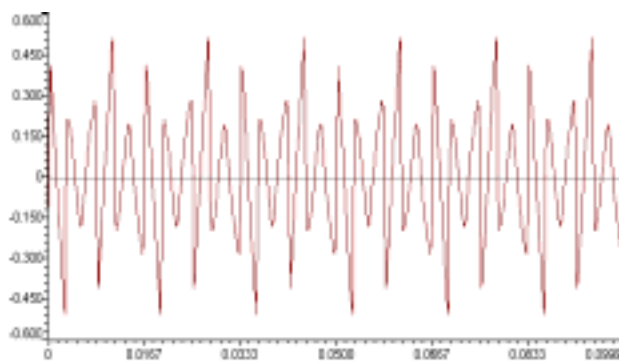


FIGURA 21. Correntes Senoidais de Fryze

## VI. CONCLUSÕES

Foi apresentada a aplicação de três estratégias de controle visando a determinação das correntes de compensação em filtros ativos paralelos em sistemas a três fios. O detalhe fundamental considerado nestas metodologias é a utilização de circuitos de sincronismos (PLL). Este fato possibilita que as estratégias citadas possam ser utilizadas para compensar harmônicos de corrente, mesmos quando

o sistema de suprimento apresentar tensões distorcidas e/ou desbalanceadas, conforme verificado pelas simulações realizadas.

Os resultados experimentais obtidos na implementação das estratégias de controle por meio do DSP, mostraram resultados similares de correntes de compensação.

Deste modo, foi ratificada a viabilidade destas metodologias na determinação de correntes de compensação para filtros ativos paralelos operando isoladamente, ou para atuação conjunta com filtros série em um UPQC.

Ressalta-se que, em situações nas quais não seja prioritária a compensação do fator de potência, a estratégia das Correntes Senoidais de Fryze seria a mais interessante, pois não é necessária a medição das tensões, bem como o fato de todas as operações serem feitas sem a necessidade de transformações no sistema de referência das correntes.

## VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] H. Akagi, Y. Kanazawa, A. Nabae, "Instantaneous Reactive Power Compensators Comprising Switching Devices Without Energy Storage Components in Three-Phase Circuits", *IEEE Trans. on Ind. Appl.*, Vol. IA-20, No. 3, pp.625-630, *May/June 1984*.
- [2] R. J. Gilleskie, "Utility Expertise in Providing Power Quality and Other Engineering Services", in *Proceedings of the National Science Foundation Conference on Unbundled Power Quality Services in Power Industry*, Nov. 1996, pp. 21-27.
- [3] F. Kamran, T. G. Habetler, "Combined Deadbeat Control of a Series-parallel Converter Combination Used as a Universal Power Filter" the 1995 IEEE Power Electronics Specialist Conference, pp. 196-201, 1995.
- [4] G. W. Chang, T.-C. Shee, "A Comparative Study of Active Power Filter Reference Compensation Approaches", *Power Engineering Summer Meeting, 2002 IEEE, Vol. 2*, pp.1017-1021.
- [5] G. Bonifacio, A. Lo Schiavo, P. Marino, A. Testa, "A New High Performance Shunt Active Filter Based on Digital Control", *Power Engineering Society Winter Meeting 2000IEEE, Vol.4*, pp.2961-2966.
- [6] G. Bonifacio, A. Lo Schiavo, P. Marino A. Testa, "Comparative Analysis of Shunt Active Filters in non Ideal Operating Conditions", *Proceedings of the Conference on Harmonics and Quality of Power ICHQP2000, Vol.1*, pp.226-231.
- [7] G. D. Marques, "A Comparison of Active Filter Control Methods in Unbalanced and Non-Sinusoidal Conditions", *Proceedings of the 24<sup>th</sup> Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society IECON '98, Vol.1, 31Ag.-4Sept.*, pp. 444-449.
- [8] M. Aredes, Luís F. C. Monteiro, "A Control Strategy for Shunt Active Filter", *Proceedings of the International Conference on Harmonis and Power Quality-ICHQP2002*, Rio de Janeiro, Brazil.
- [9] A. Bhattacharya, D. M. Divan, B. Banerjee, "Synchronous Frame Harmonic Isolator Using Active Series Filter", *Proceedings of the European Power Electronics Conference EPE'91*, Firenze, Italy, pp. 3-030-3-035.
- [10] M. Aredes, "Active Line Power Line Conditioners", Dr.-Ing Thesis, Technischen Universität Berlin, Berlin, Germany, 1996.
- [11] TMS320F28x Analog-to-Digital Converter (ADC) Peripheral Reference Guide, Texas Instruments.
- [12] TMS320C28x Optimizing C/C++ Compiler User's Guide, Texas Instruments.
- [13] eZdsp F2812 Technical Reference B, Spectrum Digital.



# Implementação de um Sistema de Diagnóstico de Falta para Subestações Baseado em Redes de Petri

José Roberto Bezerra (roberto@dee.ufc.br); Marcos A.S. Caetano (caetano@dee.ufc.br); José Renato B. Sousa (renato@cefetce.br); Raimundo Furtado Sampaio (rfurtado@coelce.com.br); Giovanni C. Barros (ogcb@física.ufc.br); Ruth P.S. Leão (leao@dee.ufc.br); Eudes Barbosa de Medeiros (eudes@coelce.com.br); José Wilson Barreto Oliveira (wilsonba@coelce.com.br); Marcus Superbus de Medeiros (superbus@coelce.com.br)

## RESUMO

Nos últimos anos os sistemas elétricos de potência sofreram grandes mudanças. A digitalização e a informatização das concessionárias trouxeram mudanças na forma de administração e operação. Ao mesmo tempo que o uso dos sistemas de informação trouxe avanços na disponibilização de informações que antes eram difíceis ou mesmo inacessíveis, também criou um volume de dados que pode inviabilizar seu aproveitamento com a eficiência que deveria. Este artigo apresenta uma breve introdução a uma metodologia para desenvolvimento de Sistemas de Diagnóstico de Falta (SDF) para Subestações (SE) baseada em Redes de Petri (RP). São apresentados o desenvolvimento e os resultados de um SDF para a SE Beberibe, integrante do sistema elétrico de potência da Companhia Energética do Ceará, COELCE. O SDF desenvolvido utiliza-se das informações disponibilizadas pelo sistema SCADA da SE para facilitar a análise da grande quantidade de eventos e alarmes que são apresentados ao operador no momento de uma falta.

## PALAVRAS-CHAVE:

Diagnóstico de falta, Redes de Petri, Sistemas de potência

## I. INTRODUÇÃO

A última década trouxe diversas inovações tecnológicas advindas da intensa utilização de sistemas de informação que se popularizaram neste período. Dentro do objetivo de manter um nível de atendimento adequado aos consumidores e operar o sistema de forma econômica e segura os sistemas de informação passaram a desempenhar um papel fundamental nas concessionárias de energia elétrica [2, 3]. Auxiliando a obter e disponibilizar informações adequadas e confiáveis não apenas aos setores operacionais, mas sim para toda a empresa. Tornando possível aumentar os níveis de segurança e de produtividade, reduzir índices de interrupção no fornecimento (DEC e FEC), otimização dos recursos humanos e materiais dentre outras vantagens.

Porém a utilização dos sistemas de informação e

automação gerou uma quantidade de informações que, muitas vezes, não são bem aproveitadas. É o caso dos sistemas digitais utilizados na automação das subestações (SE). Os modernos sistemas de potência são monitorados por Sistemas de Supervisão Controle e Aquisição de Dados (SCADA) [7]. Os sistemas SCADA são capazes de registrar eventos como abertura de chaves ou disjuntores, atuação de relés, falha de dispositivos, gerenciamento de carga, dentre outros. A quantidade de alarmes que é apresentada ao operador no momento de uma ocorrência é tal que prejudica sua análise para que possa restabelecer o sistema com segurança.

Este trabalho apresenta a utilização de redes de Petri no desenvolvimento de um sistema de diagnóstico de falta (SDF) para análise das informações advindas do SCADA da subestação Beberibe. SDF é uma função avançada de automação de sistemas elétricos que funciona integrada ao sistema supervisor SCADA, executando diagnósticos de faltas e emitindo para o operador um relatório de diagnóstico com informações precisas e sucintas. Nesse contexto, falta é a ocorrência acidental e súbita, ou defeito, em um elemento de um sistema elétrico, que pode resultar em falha do próprio elemento e/ou de outros elementos associados [1]. O SDF tem como objetivo reduzir o tempo necessário para o restabelecimento do sistema quando este apresentar faltas.

A metodologia apresentada neste trabalho é baseada em [4] e é estendida neste trabalho para obter resultados mais precisos e gerar um modelo mais representativo da SE.

Este artigo está organizado da seguinte maneira. Na seção 2, são apresentados alguns conceitos básicos sobre RP. A seção 3 apresenta um exemplo que ilustra a aplicação da metodologia. Na seção 4 é apresentada a topologia da subestação seguido de dois casos de ocorrências. Finalmente, na seção 5 são apresentadas as conclusões.

## II. REDES DE PETRI

As RP são uma ferramenta matemática e gráfica para modelagem, análise e simulação de uma grande variedade de sistemas, em especial sistemas a eventos discretos. Uma RP possui dois tipos de nós chamados lugares e transições, os quais são conectados através de arcos direcionados. Os lugares são representados graficamente por círculos e as transições por barras ou retângulos. Um arco possui um número inteiro associado chamado de peso do arco. Fichas são atribuídas aos lugares e são representadas graficamente por um ponto. Um lugar com  $k$  fichas significa que  $k$  dados ou recursos estão disponíveis naquele lugar. Na Figura 1 é mostrada a representação gráfica de uma RP. Uma ficha no lugar P1 e nenhuma em P2 representa a marcação inicial da rede mostrada na Figura 1.

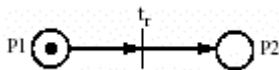


FIGURA 1 - Rede de Petri

Em uma RP, a ocorrência de um evento é representado pelo disparo de uma transição associada a este evento. Os lugares de entrada e saída da transição representam as pré-condições e as pós-condições do evento.

Na rede da Figura 1 os arcos possuem peso unitário. O peso de um arco determina a quantidade de fichas que serão retiradas e adicionadas respectivamente aos lugares de entrada e saída da transição, quando do seu disparo. Uma transição está habilitada a disparar quando a quantidade de fichas em seus lugares de entrada for igual ou superior ao peso do arco que liga cada lugar a esta transição. Quando a transição  $t_r$  é disparada uma ficha é retirada de P1 e é alocada uma ficha em P2, resultando na marcação final da RP. Neste estado  $t_r$  não poderá ser disparada novamente, pois não está habilitada devido a ausência de fichas em P1. A marcação final também pode ser obtida por manipulação matricial que relacione a marcação inicial e uma matriz que represente a topologia da rede [4]. Esta matriz é conhecida como matriz de incidência. A Equação 1 é a expressão básica de uma RP

$$M_f = M_0 + C \cdot U \quad (1)$$

em que:

- $M_f$  representa a marcação a ser alcançada;
- $M_0$  representa a marcação atual, neste caso, a marcação inicial;
- $C$  é a matriz de incidência;
- $U$  é o vetor característico, ou vetor de transições disparadas;

Para a rede da Figura 1 temos  $M_0 = [1 \ 0]^T$ ,  $C = [1 \ 1]$

e

$U = 1$ . Resolvendo a Equação 1 a marcação final será  $M_f = [0 \ 1]^T$ , em que T representa o vetor transposto.

## III. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

A abordagem apresentada neste trabalho utiliza dois modelos RP: RP direta e RP reversa. A RP direta modela o comportamento dos disjuntores da SE recebendo como dados de entrada as informações sobre os relés da SE. Considerando como exemplo o sistema elétrico mostrado na Figura 2. O exemplo consiste de um alimentador genérico L1 que é protegido pelos relés  $R_1$  e  $R_{1b}$  e seus respectivos disjuntores,  $CB_1$  e  $CB_{1b}$ . A Figura 3 mostra a RP direta para o alimentador L1 da Figura 2. Também estão representados os relés principal R1 e de retaguarda  $R_{1b}$  do alimentador. Os disjuntores principal e de retaguarda são representados pelos lugares  $CB_1$  e  $CB_{1b}$ , respectivamente.

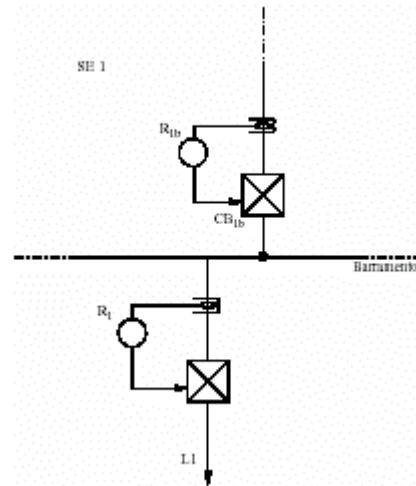


FIGURA 2 - Alimentador de uma subestação

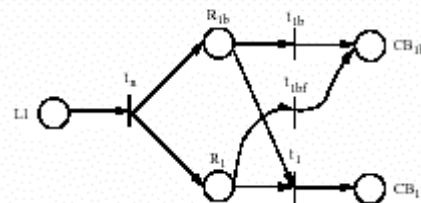


FIGURA 3 - Modelo rede de Petri direta

Invertendo o sentido dos arcos da rede direta e removendo aqueles relacionados às proteções de retaguarda, tem-se a RP reversa que modela o funcionamento dos relés do exemplo [4].

A RP reversa é ilustrada através da Figura 4. Esta rede modela o funcionamento dos relés presentes na SE, fornecendo o diagnóstico para estes dispositivos.

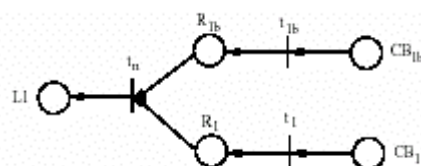


FIGURA 4 - Modelo rede de Petri reversa

O vetor característico da RP reversa é preenchido com valores unitários nas posições relativas aos relés que enviaram o sinal para que seu disjuntor associado elimine a falta. Já o vetor característico da rede direta receberá valor unitário nas posições referentes aos relés que atuaram e nas posições relativas a falhas de disjuntores.

As informações recebidas do SCADA são os dados que alimentam as RP direta e reversa, ou seja, suas marcações iniciais.

Cada uma das redes possui marcação inicial distinta. A rede reversa recebe o status dos disjuntores como marcação inicial e retorna uma classificação da atuação de cada um dos relés presentes na SE. Na lógica dos sinais de entrada os valores 1 e 0 representam atuação e não atuação, respectivamente. A marcação final da rede reversa fornece valores 0 ou -1 para cada um dos dispositivos da subestação. A combinação destes valores, apresentada na Tabela 2, indicará o diagnóstico para os relés. A atuação de um relé corresponde ao preenchimento de sua respectiva posição no vetor de controle da rede reversa.

Por exemplo, se um dispositivo de proteção possui um sinal de entrada 1 e o resultado da simulação mostra um valor -1, isto indica que o dispositivo operou indevidamente.

Para a análise dos disjuntores da SE é utilizada a rede direta.

A tabela 1 ilustra os possíveis resultados da análise juntamente com os sinais de entrada relacionados aos disjuntores. A análise do comportamento dos relés é feita de modo semelhante de acordo com a tabela 2.

**TABELA 1**  
**Comparação de dados para disjuntores**

Rede Direta	Entrada	Interpretação
1	1	Operou corretamente
1	0	Falhou na operação
0	1	Operou indevidamente

**TABELA 2**  
**Comparação de dados para relés**

Rede Direta	Entrada	Interpretação
1	1	Operou corretamente
1	0	Falhou na operação
0	1	Operou indevidamente
0	0	Não operou

A abordagem apresentada neste trabalho agrega as seguintes funcionalidades ao trabalho original de Lo et al[4]:

### 1. Análise mais precisa de falhas de relés associadas a funções *watchdog* do próprio dispositivo.

Em [4] o mesmo vetor característico é utilizado para as duas redes. A inicialização é feita da mesma forma que o vetor característico da rede reversa descrita acima. Ao

utilizar um mesmo vetor de controle para as redes direta e reversa, ignora-se a possibilidade de falhas do relé detectadas pela função *watchdog*. Se neste momento ocorrer falta na SE a falha deste relé seria interpretada como “não operou”, levando o disjuntor associado a ser diagnosticado como “operou indevidamente”. Para evitar esta inconveniência, os vetores de controle das duas redes foram diferenciados. Para a rede direta é levado em consideração a atuação e falha dos relés, além da falha dos disjuntores. Já para a rede reversa apenas as informações de atuação dos relés são computadas ao vetor característico.

### 2. O funcionamento da função *breaker failure* presente nos relés numéricos atuais.

No instante em que ocorre um curto circuito, o relé que é sensibilizado pela corrente de falta envia um sinal de *trip* que leva a abrir o disjuntor associado para a eliminação do defeito. Entretanto, este disjuntor pode falhar em realizar esta operação. Depois de aguardar um período de tempo e verificar que a abertura esperada não aconteceu, um novo sinal de *trip* é enviado ao disjuntor de retaguarda que deve eliminar o curto-circuito. Cada disjuntor da subestação possui uma transição que é disparada quando a função *breaker failure* entrar em operação.

### 3. Ajustes para permitir diferentes configurações da subestação.

Devido a questões operacionais, aumento de confiabilidade, defeitos ou ainda manutenção, a subestação pode assumir diferentes configurações durante seu funcionamento. O SDF proposto permite a adequação do modelo às diferentes configurações que a subestação pode assumir. Em SE com arranjo de barramento principal e de transferência, os dois ou apenas um pode estar energizado. Dependendo de que barramentos estão em operação, diferentes disjuntores estarão aptos a operar no momento em que defeitos se apresentarem. Para o monitoramento de SE com este tipo de configuração foram acrescentadas transições que representam as chaves que realizam as operações de transferência entre os barramentos.

#### 3.1 Exemplo Ilustrativo

Para ilustrar a metodologia brevemente apresentada, utilizaremos novamente o exemplo da Figura 2. Os disjuntores são representados pelos lugares  $CB_1$  e  $CB_{1b}$ , fichas nestes lugares indicam a abertura destes dispositivos. Uma ficha no lugar L1 indica uma anormalidade no funcionamento do alimentador. O disparo de  $t_n$  está relacionado ao fato de qualquer um dos relés estar apto a entrar em operação. As posições relativas a  $t_1$  e  $t_{1b}$  no vetor carac

terístico recebem valor 1 em caso de atuação dos respectivos relés. Supondo que R1 detectou um defeito, R1 envia *trip* para o disjuntor  $CB_j$ . Com isso são disparadas as transições  $t_n$  e  $t_j$  resultando na colocação de uma ficha no lugar  $CB_j$  indicando que este dispositivo deveria ter aberto seus contatos para eliminar a falta. Se a abertura do disjuntor for confirmada pelo SCADA o dispositivo recebe sinal de entrada com valor 1. Desta maneira fica caracterizada uma operação correta do dispositivo, segundo a Tabela 1.

#### IV. ESTUDO DE CASO - SUBESTAÇÃO DE BEBERIBE

Nesta seção serão analisadas duas ocorrências que aconteceram na SE de Beberibe. A primeira analisa o caso em que um defeito num dos alimentadores provoca a deserregização de toda a SE. A outra ocorrência mostra a utilidade da ferramenta para casos da atuação da função breaker failure. A análise das ocorrências é precedida por uma descrição da SE.

##### A. Descrição da Subestação

A SE Beberibe é parte do sistema elétrico da Companhia Energética do Ceará (COELCE). Está localizada na

cidade de Beberibe, Nordeste do Brasil, e é designada por SE Beberibe, ou simplesmente SE BBR. A SE BBR é uma subestação distribuidora com potência instalada de 15MVA, a qual possui um vão de entrada de linha em 69kV que pode ser conectado a um barramento principal ou de transferência, como pode ser visto na Figura 5. O disjuntor designado para a função de transferência de barramentos pode também substituir o disjuntor principal da entrada de linha sendo comandado pelo mesmo relé associado ao disjuntor principal.

O vão de transformação é o mais complexo e é composto de um transformador 69/13,8kV protegido no lado de média tensão por um disjuntor principal ou por um disjuntor de transferência dependendo do barramento a que o transformador esteja conectado. Ligado aos barramentos em média tensão existe um vão de regulação e três vãos de alimentadores. O barramento de transferência é protegido por um relé associado ao disjuntor de transferência. Este relé possui dois grupos de ajustes.

O primeiro grupo de ajuste é habilitado quando o disjuntor de transferência está substituindo o disjuntor geral do barramento de média tensão e o segundo grupo de ajuste é habilitado quando o disjuntor de transferência estiver substituindo um dos religadores. Cada alimentador é protegido por um relé com funções de religamento.

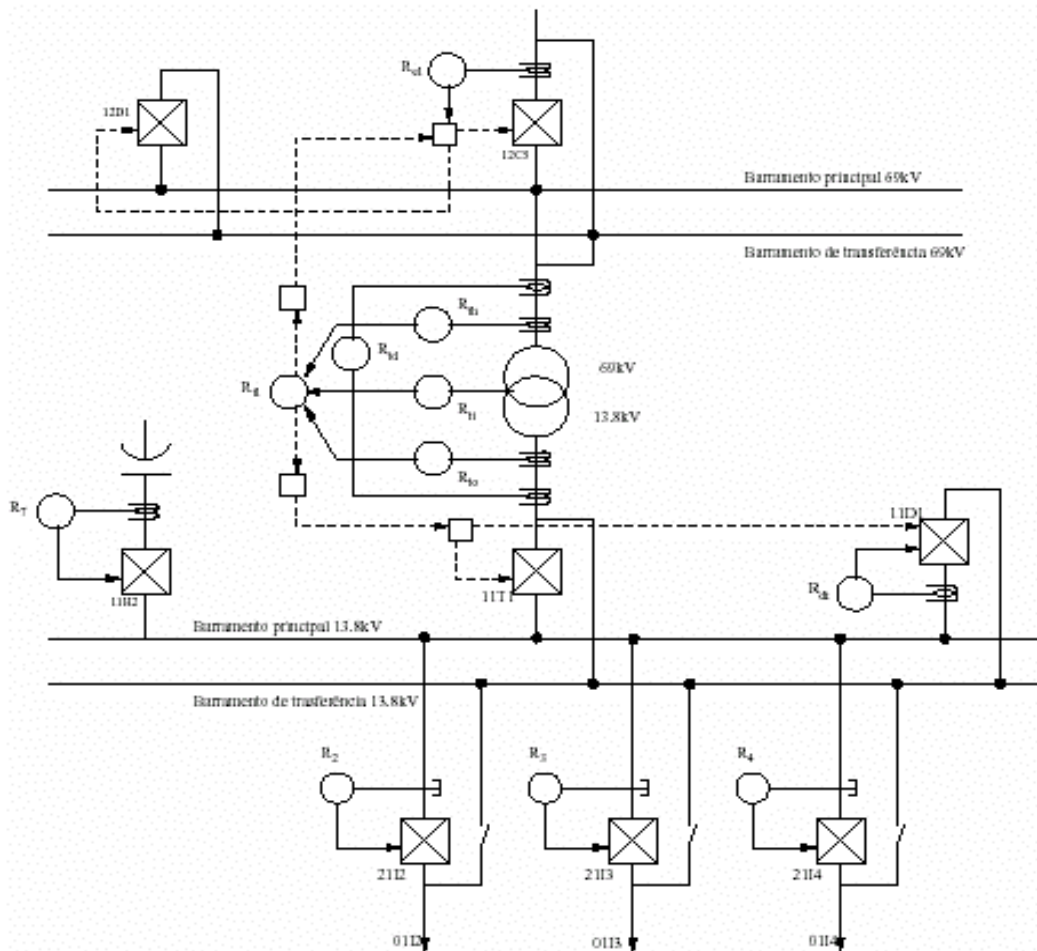


FIGURA 5 - Diagrama unifilar da SE Beberibe

## B. Caso 1 - Desenergização da Subestação

A falta consiste em um curto-circuito no alimentador 01I2 da SE BBR, seguido da desenergização da SE com a abertura do disjuntor 12C5. Abaixo temos a seqüência dos eventos ocorridos durante a falta:

- Corrente de falta no alimentador 01I2;
- Relé  $R_2$  é sensibilizado;
- $R_2$  envia *trip* para 21I2;
- 21I2 falha em abrir seus contatos e a falta não é eliminada;
- $R_{el}$  é sensibilizado e envia *trip* para o disjuntor de entrada de linha 12C5;
- 12C5 abre e a falta é eliminada

Neste momento o operador da SE encontra-se com uma quantidade de eventos relativamente grande para ser analisada antes que qualquer medida seja tomada. Uma verificação de quais eventos ocorreram é realizada para tomar conhecimento dos reais fatos, pois a simples visualização dos alarmes não descreve fielmente os acontecimentos como na lista acima. Depois de conhecidos os eventos da ocorrência, pode ser feito um questionamento sobre o disjuntor 11T1 que em nenhum momento participou da ocorrência e nem  $R_{ib}$  foi sensibilizado.

Todo este procedimento acima deve ser executado pelo operador da SE. A presença do sistema de diagnóstico proposto ofereceria as seguintes vantagens:

- Resumo dos eventos da ocorrência. Imediatamente após a falta seria apresentado um resumo dos eventos ocorridos durante a falta, dispensando o operador da tarefa de buscar no SCADA os eventos que ocorreram. Isto é obtido através de um filtro de eventos que mostra ao operador apenas os eventos relevantes para análise desta ocorrência, enquanto que o SCADA possui um universo de informações que dificultam o trabalho do operador neste momento.
- Apresenta possíveis causas e a localização da falta. Descoordenação da proteção, falha de dispositivos, falhas na alimentação do dispositivo, falhas de comunicação podem ter ocasionado a falta e são apresentadas imediatamente ao operador
- Maior segurança na reenergização da SE

## C. Caso 2 - Atuação da função breaker failure

O segundo caso analisado consiste em curto-circuito no alimentador 01I3 seguido de abertura do disjuntor 11T1 pela função breaker failure. Abaixo segue a seqüência detalhada dos eventos.

- Relé  $R_3$  é sensibilizado pela corrente de falta e envia *trip* para 21I3;
- Disjuntor 21I3 falha em abrir seus contatos;
- A função *breaker failure* de  $R_3$  é acionada enviando *trip* para o disjuntor de retaguarda, 11T1;
- 11T1 abre seus contatos eliminando a falta.

Apesar de o disjuntor de entrada de linha (12C5) não ter sido envolvido, a abertura de 11T1 torna as consequências desta ocorrência tão graves quanto a primeira ocorrência analisada.

Toda a carga da SE foi desligada, pois a abertura do disjuntor 11T1 desenergiza o barramento a que os alimentadores estão conectados.

O mesmo processo de tomada de conhecimento dos eventos deve ser realizado pelo operador para se acercar de informações que expliquem a ocorrência da falta e direcione suas ações.

O que demanda um tempo considerável com o sistema fora de operação. O sistema de diagnóstico proposto evita este longo período de parada. Diante do resumo dos eventos que é apresentado ao operador, é fácil verificar os eventos que aconteceram durante a ocorrência. Assim, pode-se verificar por qual relé a abertura de 11T1 foi comandada. Sem o SDF o operador teria que buscar pesquisar manualmente na base de dados da SCADA para tentar restabelecimento do sistema. Além disso, também seria necessário verificar se o relé de algum alimentador foi sensibilizado. No caso desta ocorrência o relé  $R_3$  foi sensibilizado dispensando o operador das verificações descritas acima. Logo a simples apresentação do resumo dos eventos já possibilitaria ao operador o restabelecimento do sistema excluindo-se o alimentador defeituoso, 01I3.

No estágio atual de desenvolvimento, o SDF funciona em modo off-line. Para teste e validação do SDF, a equipe desenvolveu um. Na Figura 6 é apresentado o emulador de eventos do sistema SCADA (EmulaSCADA)

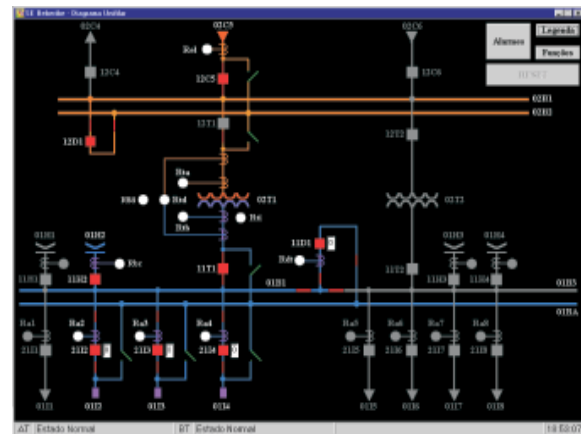


FIGURA 6 – Emulador de eventos do sistema SCADA

## V. CONCLUSÕES

Neste artigo é feita uma breve introdução à metodologia utilizada para a implementação do Sistema de Diagnóstico de Falta e é apresentado o emulador de eventos do sistema SCADA (EmulaSCADA) desenvolvido. Os casos apresentados são reais e os resultados atenderam às expectativas sugerindo uma implementação em tempo real deste sistema, dado que os testes com o EmulaSCADA foram satisfatórios.

Esta ferramenta computacional vai proporcionar à empresa e aos profissionais de operação do sistema elétrico de potência os seguintes benefícios: tornar a tarefa de diagnóstico de falta menos estressante e complexa para os operadores; informar as causas de ocorrências no sistema de forma mais rápida e precisa; proporcionar maior segurança na operação do sistema; reduzir o custo operacional de análise de ocorrências; contribuir na melhoria dos índices de confiabilidade do sistema e oferecer aos consumidores um melhor atendimento, consequentemente aumentar a satisfação dos clientes.

Em subestações de maior porte os benefícios do SDF são ainda mais evidentes em virtude da dificuldade na análise das ocorrências estar diretamente relacionada ao tamanho e complexidade da subestação.

A utilização do SDF em subestações e centros de controle pode trazer maior agilidade no restabelecimento do sistema em situações de emergência ou quando ocorrerem múltiplas faltas no sistema. Este modelo é adequado a tarefa de diagnóstico em tempo real permitindo a exibição imediata do relatório de diagnóstico ao operador, uma vez que as RP trazem um modelamento simples e de baixo esforço computacional.

Este projeto tem sido divulgado através de eventos nacionais e internacionais do setor elétrico, tendo boa receptividade do público face à necessidade real da área de operação das empresas de uma ferramenta de auxílio à tomada de decisão durante condições de ocorrências no sistema. Como resultado do projeto teve-se o desenvolvimento de um SDF para subestação, o desenvolvimento do

emulador de evento de sistema SCADA, publicação de uma dissertação de mestrado concluída e três outras dissertações em andamento.

Como trabalho futuro vislumbra-se: o desenvolvimento de uma interface para integração do SDF ao sistema SCADA da SE Beberibe para diagnóstico de falta em tempo real; o desenvolvimento de um SDF para o Centro de Operação do Sistema para análise de faltas entre subestações interligadas; e a modelagem e implementação de um sistema automático de reposição do sistema elétrico de potência a partir do diagnóstico de falta. Além disso, busca-se também adaptar e flexibilizar a ferramenta EmulaSCADA para compor qualquer configuração de subestação e evoluí-la para uma ferramenta aplicada a treinamento de proteção de sistemas elétricos.

## REFERÊNCIAS

- [1] Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 5460: Sistema Elétrico de Potência - Terminologia, 1992.
- [2] LEFORT H. Evolução de um sistema de comando e controle clássico para um sistema numérico de comando, controle e proteção. In V STPC - Seminário Técnico de Proteção e Controle, pages 15\_20, 1995.
- [3] JARDINI José Antônio, MAGRINI Luís Carlos, KAYANO Paula S. D. Automação de subestações e de sistemas de distribuição industriais. In Revista Eletricidade Moderna, pages 36-50, Nov/1996.
- [4] K.L. Lo, H.S. Ng, D.M. Grant, and J. Trecat. Extended petri net models for fault diagnosis for substation automation. In IEEE Proceedings, volume 146, pages 229-234, 1999.
- [5] R.P.S. Leão R.F. Sampaio, G.C. Barroso. System of fault diagnosis for electric power system based on colored petrinets. In I Brazilian Meeting on Petri Nets, pages 1-6, 2002.
- [6] R.F. Sampaio. Sistema de diagnóstico de faltas para subestações baseado em redes de petri coloridas. Tese de Mestrado, Universidade Federal do Ceará, 2002.
- [7] Men-Shen Tsai Wen-Hui Chen, Chih-Wen Liu. On-line fault diagnosis of distribution substations using hybrid causeeffect network and fuzzy rule-based method. In IEEE Transactions on Power Delivery, volume 15, pages 710-717, 2000.

# Módulo Simulador de Transitórios Utilizando um Amplificador de Potência Chaveado

A. A. Nascimento, A. O. Salazar, J. T. Oliveira e M. F. Medeiros, UFRN.

## RESUMO

O trabalho proposto consiste em construir um amplificador de potência que irá converter um sinal digital, obtido a partir de simulações realizadas através do software ATP (Alternative Transiente Program), em um sinal analógico, para que seja possível aplicá-lo a uma carga, com o objetivo de verificar seu comportamento em condições de regime transitório. A partir do transitório simulado, serão obtidos os pontos (Tensão x Tempo) que serão convertidos em um sinal analógico, através de uma placa de aquisição de dados. Com esse sinal, a etapa seguinte será amplificá-lo e aplicá-lo à carga. Nesse trabalho espera-se obter resultados necessários para verificar o comportamento e a suportabilidade das cargas quando são aplicados sinais transitórios. A amplitude desses transitórios irá definir os níveis de tensão suportados pela carga com o intuito de verificar seus efeitos que, em geral, não são fornecidos pelos fabricantes de equipamentos dos quais os consumidores reclamam ressarcimento de danos causados pela concessionária.

## PALAVRAS-CHAVE

Aquisição de Dados, PWM, Simulação, Transitórios.

## I. INTRODUÇÃO

O trabalho proposto consiste em aplicar um sinal proveniente de um transitório gerado pelo software ATP, através de um amplificador e aplicá-lo a uma carga, com o objetivo de verificar seu comportamento em tais condições.

Os transitórios simulados no ATP são extraídos ponto a ponto (Tensão x Tempo) e convertidos em um sinal analógico, através de uma placa de aquisição de dados. O sistema trabalhara com um inversor monofásico alimentado com uma tensão máxima de (600V) e frequência máxima de resposta do amplificado chaveado de 3kHz.

Deste trabalho espera-se obter resultados suficientes para verificar o comportamento das cargas quando são aplicados sinais transitórios, para isto o intervalo de tempo e a amplitude desses sinais serão controlados a fim de verificar os níveis suportados pela carga. A partir dos resultados obtidos pode-se ou não comprovar seus efeitos, geralmente contestados pelos fornecedores de energia e acusados de danificarem os equipamentos pelos consumidores.

## II. DESCRIÇÃO DO SISTEMA.

Este trabalho foi apoiado pela COSERN – Companhia Energética do Rio Grande do Norte, dentro do “Programa de Pesquisa & Desenvolvimento da COSERN. Projeto: Transitórios Eletromagnéticos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica: Ênfase em Qualidade da Energia Elétrica” em convênio com o Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

O diagrama do módulo está apresentado na Figura 1.

Para gerar o sinal analógico a partir dos dados digitais primeiramente faremos a simulação do sistema em questão no ATP - Alternative Transients Program, do transitório obtido serão extraídos os pontos que serão transferidos para a placa de aquisição de dados através de um software de controle desenvolvido em linguagem C.

A placa de aquisição de dados converterá os sinais resultantes das simulações em sinais analógicos, esses sinais poderão ser amplificados e aplicados às cargas para verificar o funcionamento das mesmas diante da aplicação de transitórios. Os valores da tensão da saída serão de 2,5V com um nível de corrente baixo e o amplificador funcionará numa faixa de tensão de  $\pm 600V$  e numa frequência de até 3kHz.

A seguir estão descritos os componentes do circuito:

- **Microcomputador:** Para efetuar a aquisição de dados da simulação em tempo real e executar as rotinas no computador. Foi utilizado um microcomputador Pentium MMX 200MHz, com 32Mb de RAM, equipado com uma placa de aquisição de dados modelo PCL 818, da Advantech. O software de controle foi desenvolvido em linguagem turbo C, no sistema operacional MS DOS.
- **Modulador por Largura de Pulso – PWM:** responsável pelo gatilhamento dos tiristores do inversor, o dispositivo utilizado é o circuito integrado de controle PWM, TL494 que é um dos CI's mais utilizados para a construção de PWM.

Nas Figuras 2 e 3, temos a forma de onda apresentada na saída do circuito PWM para uma forma de onda senoidal.

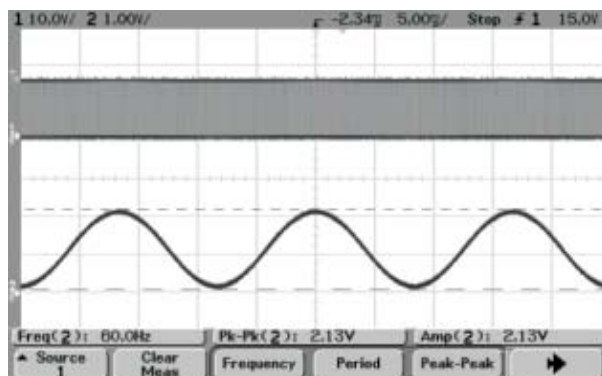


FIGURA 2 – Canal 1 – Tensão Modulada por Largura de Pulso

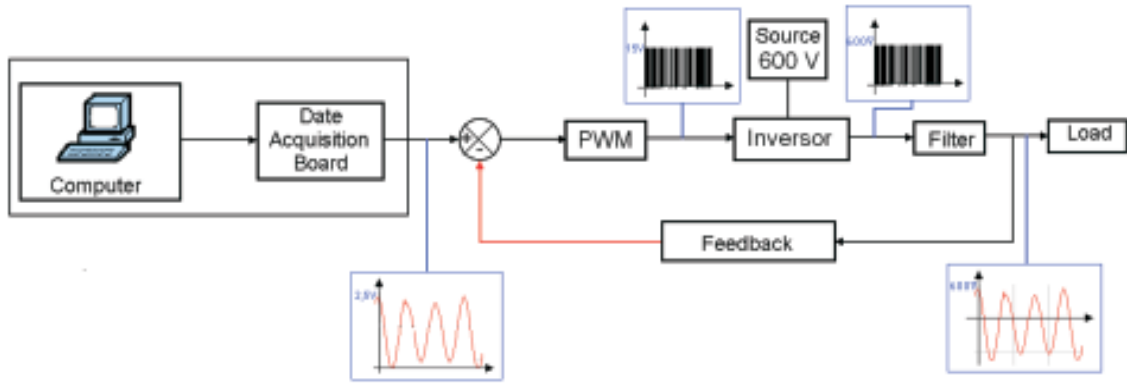


FIGURA 1 – Diagrama do Simulador de Transitórios.

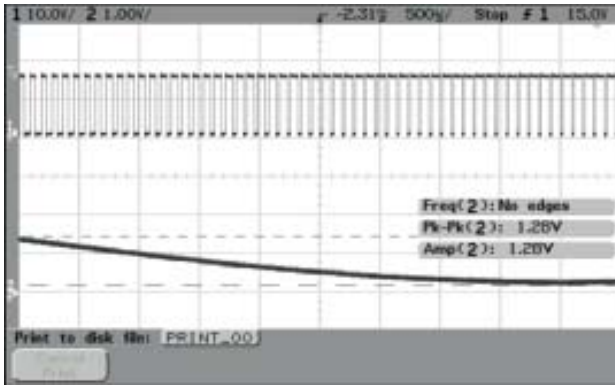


FIGURA 3 – Detalhe da Forma de Onda Modulada.

- **Conversor AC-AC:** após a modulação o sinal irá para o Inversor que converte esse sinal novamente para a forma original só que amplificado para valores em torno de 600 V. Este inversor tem a função de amplificador, substituindo um amplificador linear pois consome menos potência que as fontes lineares. Os transistores utilizados são do tipo IGBT, da Semikrom.

A estrutura utilizada está mostrada na Figura 4. A ponte H de transistores é o circuito utilizada devido a sua simplicidade e fácil implementação. Os transistores Utilizados são do tipo IGBT da Semikrom código SKT75B12, de 75 A e 1200V. Tempo Maximo de Chaveamento de 20 kHz.

Pode-se dizer que este tipo de inversor é formado por quatro choppers, onde os semicondutores conduzem aos pares (D<sub>1</sub>-D<sub>2</sub>, Q<sub>1</sub>-Q<sub>2</sub>, D<sub>3</sub>-D<sub>4</sub>, Q<sub>3</sub>-Q<sub>4</sub>).

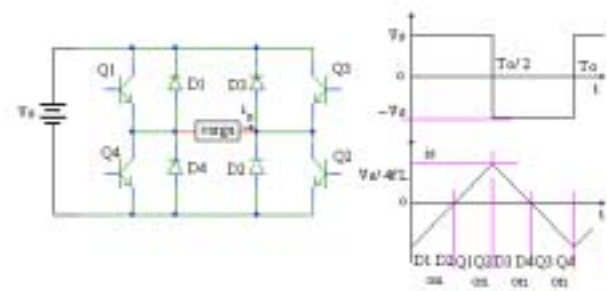


FIGURA 4 - Inversor monofásica em ponte H

A tensão de saída é dada por:

- Instantânea:

$$v_o = \sum_{n=1,3,5,\dots}^{\infty} \frac{4V_s}{n \cdot \pi} \cdot \text{sen}(n \cdot \omega t) \quad (1)$$

- Componente fundamental (n = 1):

$$V_1 = \frac{4V_s}{\sqrt{2} \cdot \pi} \therefore V_1 = 0,9V_s \quad (2)$$

- RMS:

$$V_o = \left( \frac{2}{T_o} \cdot \int_0^{T_o/2} V_s^2 dt \right)^{1/2} \therefore V_o = V_s \quad (3)$$

A técnica de controle utilizada é técnica PWM escalar. Onde existe na forma de onda na carga uma tensão quadrada modulada. Cada grupo de dois transistores do braço do inversor trabalham como chaves unipolares de dois caminhos, trabalhando sincronicamente. As chaves trabalham a frequência de 15 kHz e o ciclo de trabalho e controlado e varia em função de sinal que vem do microcontrolador.

- **Filtro:** Na saída antes de alimentar a carga foi colocado um filtro passa baixas de segunda ordem para eliminar a frequência portadora e ficar com a informação de baixa frequência, fazendo com que o sinal aplicado seja o mais próximo o possível da simulação feita do transitório. Este filtro foi projetado através da transformada de Laplace, a partir da frequência de corte desejada calculamos os demais parâmetros do circuito.
- **Realimentação:** responsável pela correção de qualquer distorção que ocorra na forma de onda quando são utilizados certos tipos de cargas, foi projetada baseada em um amplificador de isolamento utilizando um sensor de corrente de efeito Hall.

Inicialmente o projeto da realimentação estava baseado no módulo HP7800, um circuito opto-acoplador, mas logo nos primeiros testes foi possível perceber que este CI não era suficientemente robusto para suportar as variações nos níveis de corrente e tensão aplicados, então optou-se por uma mudança no circuito da interfase, passando a usar um transdutor de efeito Hall. O circuito montado está apresentado na figura a seguir:



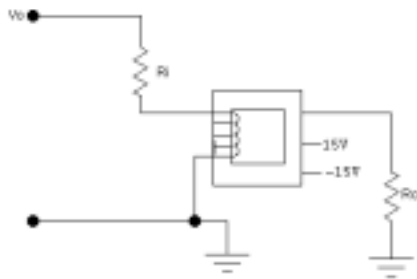


FIGURA 5 – Transdutor de efeito hall

Foram feitas medições experimentais para verificar quais os valores das resistências de entrada e de saída ( $R_i$  e  $R_o$ ) manteriam a linearidade do circuito com a variação de  $V_o$ .

- **Controlador PI:** O controlador PI faz parte da realimentação sua a saída será utilizada como entrada do PWM.

Após a obtenção da tensão na saída do circuito reduzida para valores compatíveis com o circuito, através do transdutor, será necessário inserir um comparador com a tensão original gerada pelo computador, fizemos a montagem do circuito comparador utilizando amplificadores operacionais. Através da regulação de potenciômetros podemos ajustar o ganho entre uma tensão e outra.

A seguir temos o circuito do comparador implementado:

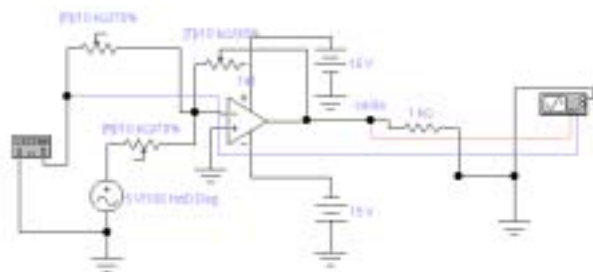


FIGURA 6 – Comparador de tensão para realimentação do circuito.

Através da regulação dos potenciômetros podemos ajustar o ganho entre uma tensão e outra. Temos o ponto que indica a saída do circuito, este ponto é que será a entrada no circuito, a forma de onda original deverá ser aplicada ao comparador, juntamente com a saída do circuito (reduzida para valores compatíveis com o circuito, através do transdutor de efeito hall).

### III. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Inicialmente foram realizados testes com formas de ondas senoidais, para testar o amplificador chaveados em toda sua banda de resposta, comprovando-se um resposta na banda de 0 a 1000 Hz conforme Tabela a seguir:

TABELA 1

#### Resposta a frequência utilizando um sinal senoidal

Frequência	Tensão	Frequência	Tensão
10	50,16	25	50,193
50	50,16	100	50,028
150	49,995	200	49,968
250	49,968	300	49,632
350	48,642	400	47,751
450	47,718	500	47,751
550	47,685	600	47,19
700	45,738	800	44,649
900	42,57	1000	40,821

Para obter estes resultados foram realizadas, duas medições para cada frequência e feitas as médias dos valores, a tensão a ser medida era de 50V RMS, a 60Hz, o multímetro utilizado foi um com RMS verdadeiro o que garante a segurança das medidas.

Na figura 7 podemos comprovar os resultados finais da simulação, obtidas a partir de um osciloscópio, com ondas senoidais.

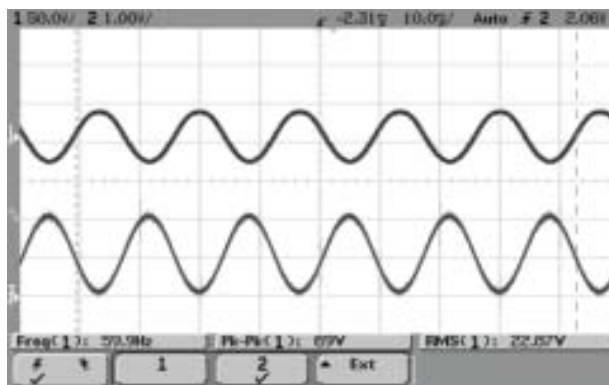


FIGURA 7 - Canal 1 – Resultado da Saída Amplificada (Tensão x Tempo)

Canal 2 – Referência: 2V (Tensão x Tempo).

Após os testes com sinais senoidais, realizamos testes com sinais simulados no ATP, o gráfico abaixo mostram o sinal simulado com valores de pico de 497,95 e -381,65V.

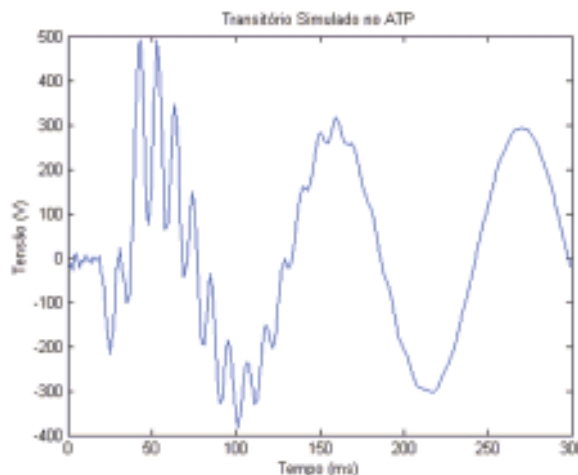


FIGURA 8 – Transitório simulado no ATP (Tensão (V) x Tempo (ms)).

A partir desse sinal na saída da placa aplicamos ao circuito e começamos a aumentar a tensão da fonte retificadora para o inversor, o limite de tensão que alcançamos foi de 140V com o variador de tensão, para tensões um pouco maiores que isso a alta potência causou interferência na Placa D/A, provocando erros no programa, outro problema ocorrido foi o disparo incorreto dos drivers controladores do inversor, este problema pode ter sido causado devido à saturação do PWM, mas pôde ser provisoriamente solucionado com uma chave de reset para os drivers, posteriormente o ponto de operação do PWM será alterado assim como a sua frequência de operação.

Em seguida realizamos medições utilizando cargas, que estão relacionadas a seguir:

- Reostato de 0-50W, ajustado em 50W.
- Telefone sem fio Panasonic, com fonte AC/DC de 220-110V, 200mA, ajustado para 110V.
- Monitor para Computador 14", com fonte de alimentação auto regulável de 110 a 240V.

A seguir temos uma das formas de ondas obtidas, nela temos os dois sinais: a saída do computador e a saída do amplificador (em negrito). A tensão de saída da placa já tinha sido salva anteriormente e aparece nos gráficos apenas como referência para a saída.

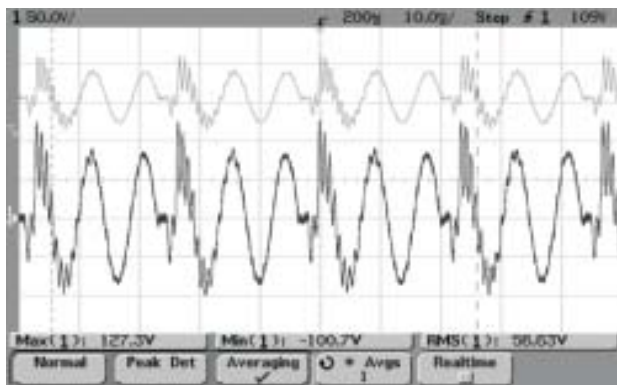


FIGURA 9 – Transitórios na saída do computador e do amplificador – Telefone Sem Fio (Tensão (V) x Tempo (ms))

## IV. CONCLUSÕES

Podemos perceber que o projeto do “Módulo Simulador de Transitórios” apresenta uma grande inovação tecnológica em relação aos Simuladores similares comuns que utilizam amplificadores lineares, por utilizar Amplificadores Chaveados.

Apesar do ruído encontrado devido ao chaveamento dos Tiristores do Inversor existe a compensação com a perfeita reprodução da forma de onda desejada, o que não ocorre com outros simuladores que apenas aplicam a tensão em determinado ângulo da rede permitindo apenas uma comparação com a forma de onda simulada no ATP.

Depois de executado o projeto, já foram iniciados testes com diferentes cargas, tal como descrito na anteriormente. Aparentemente, nenhuma das cargas testadas, até agora, apresentou qualquer dano evidente com relação ao funcionamento dos mesmos, a variação de temperatura também foi analisada e nenhuma alteração detectada, alguns ajustes ainda estão sendo feitos para que possamos atingir maiores níveis de potência e frequência de trabalho e realizar novos testes que venham a comprovar ou não o efeito dos transitórios nas cargas.

## V. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ogata, Katsuhiko. *Engenharia de Controle Moderno*, 3ª ed., IEC, São Paulo, 1998.
- [2] Gruiter, A. F. *Amplificadores Operacionais*, McGraw Hill – São Paulo, 1998.
- [3] Pomilio, J.A. “Técnicas de Modulação de Potência”, *Eletrônica de Potência – Cap. 2*, DCSE – FEEC – UNICAMP, 2000.
- [4] Holtz, J. “Pulsewidth Modulation for Electronic Power Conversion”, *Fellow – IEEE*, WUPPERTAL UNIVERSITY, Germany.
- [5] DataSheet do TL494, National Components
- [6] CIRCUTOR S.A., *Manual do Analisador de Redes AR5*.
- [7] CIRCUTOR S.A., *Manual do Software Power Vision*.
- [8] IEC 555-3, “Disturbances in Supply Systems Caused by household appliances and similar electrical equipment”, Ed. 1982.

# Programa P&D Ciclo 2000/2001 Software para Sistema de Excitação de Pch's

Fábio José de Noronha; Fernando Antonio Quintas; Joao Antunes de Souza; Jordan Cândido Nunes; Adriano José Pinto Pinheiro; Luiz Carlos Chiodi; CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais; Evaldo de Araújo Braga; ALTUS SISTEMA DE INFORMÁTICA S.A

## RESUMO

A CEMIG tem em seu parque gerador 29 PCHs, com 60 unidades geradoras dotadas com reguladores de tensão obsoletos, algumas delas localizadas em pontos estratégicos do sistema de distribuição e com possibilidade de operar em rede isolada. O controle efetivo de tensão nestes pontos do sistema traz melhora significativa na energia disponibilizada, reduz as perdas no processo de transmissão, permitindo ao sistema de geração local atender às necessidades de reativo do sistema regional. As opções encontradas atualmente no mercado apresentam configurações padronizadas, com requisitos muitas vezes desnecessários para algumas aplicações e com custos de aquisição ainda elevados.

O objetivo principal deste projeto é o de promover o desenvolvimento de um regulador de tensão com software dedicado às suas aplicações, com funções estritamente necessárias, desenvolvido em linguagem de fácil entendimento e que pode ser adaptado às necessidades específicas de cada instalação.

Este projeto irá reduzir os custos de aquisição de equipamentos, custos de manutenção e promover a padronização do estoque de peças reservas. Por outro lado permitirá um aumento na confiabilidade operativa das PCHs, estabelecendo limites confiáveis, aumentando a segurança e reduzindo riscos de operações indevidas.

O software foi desenvolvido em uma plataforma de hardware utilizando PLC's da ALTUS e será adaptado para utilização em plataformas de outros fabricantes.

## PALAVRAS-CHAVE

PCHs, Regulador de Tensão Digital, Limitadores, PLC, Modernização, Software.

## I. INTRODUÇÃO

Os sistemas de excitação aplicados às unidades geradoras de PCHs, na sua maioria, são compostos de uma excitatriz rotativa piloto (Gerador CC- Shunt), uma excitatriz rotativa principal, ambas situadas no eixo da máquina, um reostato motorizado e um regulador eletromecânico [1].

Estes reguladores possuem tecnologia proveniente de meados do século passado, apresentam baixo desempenho operacional, alto índice de falhas, zona morta elevada, não incorporam nenhum tipo de limitador, inexistência de peças reservas e já tendo esgotado os recursos de manutenção para restauração de suas características originais.

Para modernizar os sistemas de excitação das PCHs podemos adotar as opções [2,3] resumidamente apresentadas como:

1-Modernização Parcial, mantendo-se a excitatriz rotativa e promovendo o controle da tensão do campo desta excitatriz, figura 1.

2-Modernização Total, controle direto da tensão do campo do gerador, figura 2.

Para definição do projeto final do sistema completo de excitação, a ser adotado em cada instalação, foram avaliadas algumas unidades geradoras, de modo a se ter um diagnóstico dos demais equipamentos do sistema de excitação, excitatriz rotativa principal, disjuntor de campo e resistência de descarga de campo, levantamento de parâmetros dos geradores e excitatriz principal [4,9], bem como avaliação de custos e prazos de reforma e manutenção. Nas PCHs onde o diagnóstico se mostrou favorável optamos pela modernização parcial, caracterizada pela substituição do regulador eletromecânico por um sistema composto por um regulador digital e excitatriz estática alimentando o campo da excitatriz principal. A excitatriz piloto permanece acoplada mecanicamente ao eixo do gerador, mas é desconectada eletricamente.

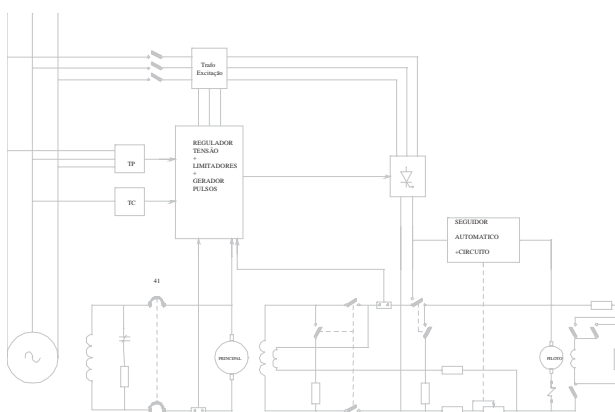


FIGURA 1. Sistema de Excitação – Modernização Parcial.

A figura 1 acima mostra esquematicamente a configuração do sistema de excitação [2] que será empregado nas modernizações parciais.

Para as demais PCHs, devido aos constantes problemas associados principalmente ao desempenho da excitatriz rotativa, deverá ser adotada a opção de modernização total.

As excitatrizes piloto e principal permanecem acopladas mecanicamente ao eixo do gerador, mas são desconectadas eletricamente.

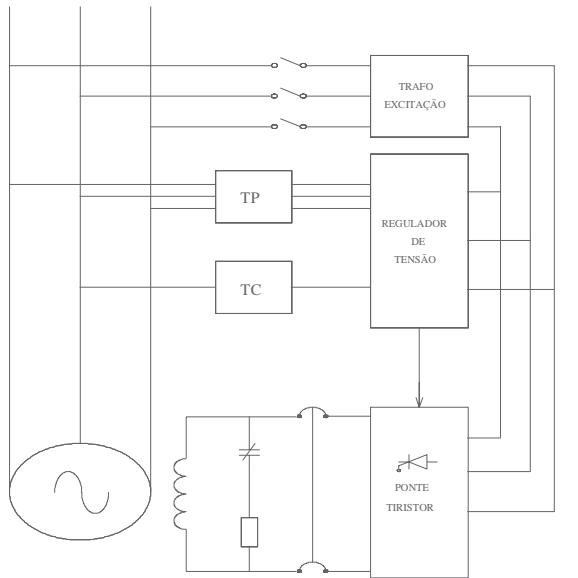


FIGURA 2. Modernização Total.

A figura 2 acima mostra a configuração para modernização total.

Para efeito de especificação e aquisição os equipamentos do sistema de excitação foram divididos em subgrupos: Controlador Digital (Regulador de Tensão), Circuito de Potência (Geração, Amplificação e Sincronismo de Pulso + Crowbar + Ponte de Tiristores) e Transformador de Excitação.

O software do controlador digital, que é o objeto do programa P&D, foi desenvolvido pela CEMIG em conjunto com empresa ALTUS SISTEMA DE INFORMÁTICA utilizando inicialmente o PLC ALTUS – SÉRIE QUARK 801 e posteriormente adaptado para a série Ponto PO3045. Os demais equipamentos foram dimensionados e especificados pela CEMIG. Com a finalidade de agilizar e reduzir ainda mais o custo do protótipo foram utilizados alguns componentes reservas disponíveis nas instalações da CEMIG.

## II. REGULADOR DE TENSÃO UTILIZANDO PLC

A função do sistema de excitação é estabelecer a tensão de saída do gerador.

A função do regulador de tensão é controlar a tensão terminal da máquina, dentro de limites estabelecidos e com velocidade de ação adequada do ponto de vista de estabilidade do sistema de potência.

A proposta deste projeto é o desenvolvimento de um software utilizando um PLC como regulador de tensão digital.

A CPU utilizada possui 16 entradas digitais, 16 saídas digitais, 8 entradas analógicas e 04 saídas analógicas. Serão utilizados transdutores para obtenção dos sinais

analógicos correspondentes as grandezas tensão terminal, potência ativa, potência reativa e frequência. O PLC é alimentado através de uma fonte de 24 Vcc que é também empregada para alimentar as entradas e saídas digitais do PLC. Apesar dos cartões de entrada e saídas digitais possuir isoladores galvânicos, optamos por utilizar acopladores a relés em todos os sinais para melhor condição de isolamento de surtos.

## III. DESENVOLVIMENTO DO SOFTWARE DO REGULADOR

O software do regulador foi desenvolvido utilizando os blocos normais da linguagem de programação Ladder e o aplicativo MASTERTOOL utilizada pela ALTUS, sendo que o programa aplicativo é composto por vários módulos estruturados em rotinas e sub-rotinas de acordo com suas funções. O módulo de execução E018, que pode ser entendido como programa principal, é executado de acordo com o tempo de interrupção de programa, o qual foi definido em 10 ms. Este módulo engloba as funções de controle PI, seletores de mínimo e máximo e leitura das variáveis de entrada.

O software desenvolvido para a malha de regulação contém as funções de controle de tensão, limite instantâneo de corrente de campo, limite temporizado de corrente de campo, limite de subexcitação e limite V/HZ, contemplando também rotinas de execução das funções de excitação inicial, desexcitação, comando e sinalizações.

Podemos considerar que com a estrutura proposta o software desenvolvido torna-se bastante flexível e atende completamente todos os requisitos de projetos de sistemas de excitação.

A malha de controle de tensão recebe o sinal da tensão terminal através de um (01) transdutor e compara este sinal com a referência digital e a diferença entre estes é enviada para a entrada PI. A referência digital recebe pulsos para aumentar ou diminuir a tensão através de entradas digitais. O tempo de excursão entre os valores mínimo e máximo é ajustado entre 50 e 120 s e a faixa de variação de saída desta referência está configurada para corresponder a uma variação de  $\pm 10\%$  da tensão do gerador. Ao receber um comando externo de excitação são energizados os contadores de excitação inicial e de campo e a referência de tensão do regulador é levada de 0 a 100% em uma taxa (rampa) ajustável, permitindo obter uma excitação adequada da tensão durante o processo de partida. Ao atingir um determinado valor de tensão terminal no qual a ponte de tiristores já pode ser controlada pelo regulador de tensão, a CPU desativa a saída digital que introduzia o sinal de comando de excitação inicial e assim temos a abertura do contator de excitação inicial. Ao atingir o valor nominal da tensão terminal o operador pode comandar a referência de tensão para aumentar ou diminuir. O sinal de referência que é aplicado ao PI recebe ainda através de seletores de

sinais máximos e mínimos os sinais das malhas de controle dos limitadores V/Hz, limitador de corrente de corrente de campo de ação instantânea e temporizada e limitador de mínima excitação, incluindo ainda uma entrada para compensação de reativo e outra para aplicação de degrau na referência de  $V_t$ . A saída do PI corresponde ao sinal de controle que será aplicado ao circuito de disparo que gera os pulsos para a ponte de tiristores.

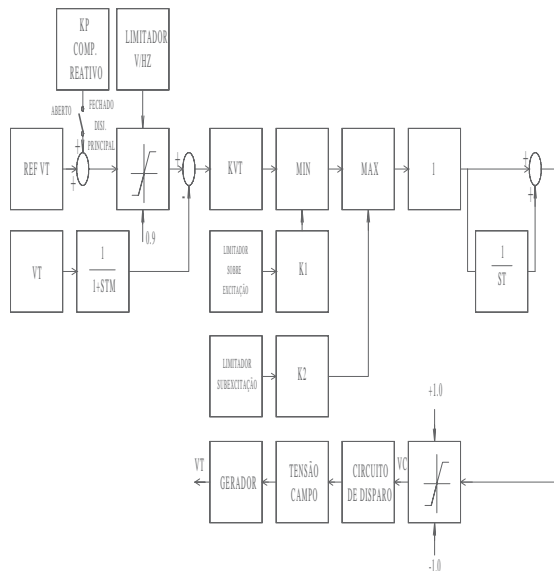


FIGURA 3. Diagrama de Blocos do Regulador.

Para a opção modernização parcial é incluída, na saída do PI, uma malha de controle para compensação do atraso devido a excitatriz rotativa, tornando a resposta deste sistema tão rápida quanto nos processos de modernização total.

A figura 4 mostra um diagrama esquemático com a configuração adotada para a montagem que foi feita para testar o protótipo no laboratório, utilizando um sistema de simulação em malha fechada e com elementos analógicos conectados a este simulador [5,6,8].

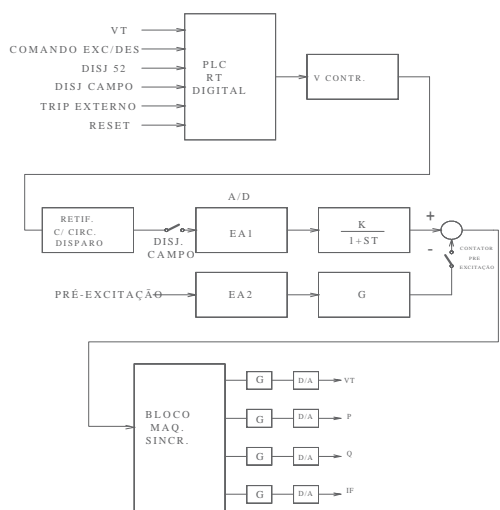


FIGURA 4. Diagrama de Blocos com Esquema Básico de Montagem para Teste.

Como as documentações disponíveis das unidades geradoras não incluíam informações sobre os parâmetros dos geradores, foram estabelecidos programas de ensaios na unidade 03 da UHE Martins, usina escolhida para a provável instalação do protótipo, para identificação dos parâmetros deste gerador [4,9].

A UHE Martins esta localizada no município de Uberlândia – MG, com capacidade instalada de 7,7 MW, divididos em quatro unidades geradoras, possui reservatório de acumulação e com data de início de operação em 1946.

As figuras 5, 6 e 7 mostram as curvas de respostas do sistema ao comando de excitação, degrau a vazio e atuação do limitador de  $I_f$  temporizado em operação em carga.

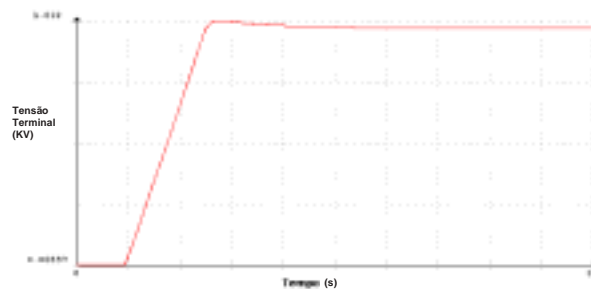


FIGURA 5. Excitação Automática.

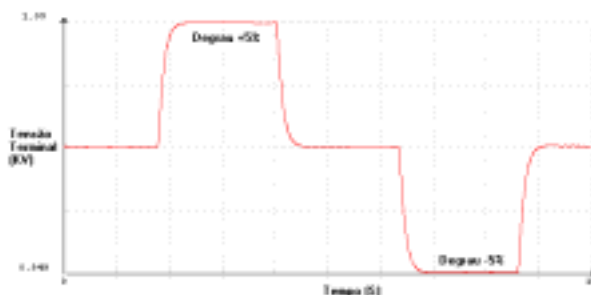


FIGURA 6. Degrau de Tensão a Vazio  $\pm 5\%$  de  $V_t$ . Aplicado na Referência do Regulador de Tensão Proposto

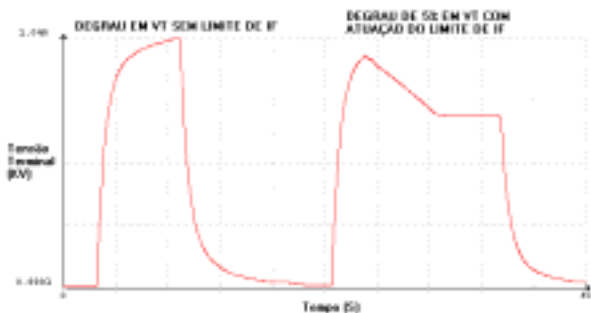


FIGURA 7. Degrau de Tensão sem e com atuação do Limitador Temporizado de  $I_f$  Operação em Carga.

A figura 7 mostra inicialmente a resposta do regulador ao degrau sem atingir a referência do limitador de corrente de campo. A segunda parte da curva mostra a atuação do limitador temporizado de  $I_f$  que teve sua referência reduzida para possibilitar a atuação do limitador neste ponto de operação.

O sistema possui também uma interface homem-máquina, com display de cristal líquido e teclado alfanumérico, que permite ajustar os parâmetros das malhas de controle, selecionar rotina de testes, bem como supervisão da falhas e monitoração de sinais.

#### ■ IV. CONCLUSÃO

O protótipo desenvolvido foi montado e testado em laboratório, conforme já comentado anteriormente, utilizando sistemas de simulação digital dinâmica em malha fechada e com elementos analógicos conectados a este simulador, incorporando funções básicas de controle e comando da regulação. Ressaltamos que foi motivo de preocupação a questão sensibilidade versus robustez, e os resultados mostram que o método de controle, bem como a técnica de implementação numérica, foram incorporados satisfatoriamente nas rotinas desenvolvidas para o PLC utilizado.

Os resultados dos ensaios são satisfatórios e comprovam a viabilidade técnica da aplicação de PLC's configurados como um sistema digital de regulação de tensão.

O tempo de ciclo do módulo E018 foi programado para 10ms e o tempo total do programa foi registrado em 40ms, quando utilizamos a CPU Quark 801/LV.

Para a CPU Ponto - PO 3045 – o programa desenvolvido ocupa um espaço bastante reduzido da capacidade da CPU e o tempo total de ciclo do programa foi reduzido para 15ms.

Esta série apresenta ainda outras vantagens tais como: maior resolução das variáveis que são adquiridas e processadas na faixa entre 0 a 32000 pontos (16 bits), facilidade de montagem e possibilidade de “substituição a quente” o que pode ser bastante útil para configuração redundante.

A utilização de CPU com maior capacidade de memória e rapidez de processamento possibilita estabelecer

novas estruturas de controle e funções de transferências, como por exemplo inclusão de um PSS, o que irá facilitar a adoção do PLC em projetos de modernização de geradores de maior porte.

O sistema desenvolvido deverá ser montado em painel e instalado na unidade 03 da UHE Martins.

Ressaltamos também que o software desenvolvido esta sendo adaptado para outros tipos de PLC's de fabricantes diferentes, o que permitirá uma maior flexibilidade para aquisição dos componentes.

#### ■ V. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANDERSON, PAUL M. and A. A. FOUAD, Power System Control and Stability, The Iowa State University Press Ames, Iowa, 1977
- [2] REVISTA SIEMENS – Modernização de Sistemas de Excitação de Máquinas Síncronas, 02/89. anexo do Informe 31º Encontro Técnico Modernização de Sistemas de Excitação, Controle e Automação, SCM.GTMU.031-Vol II
- [3] Static Excitation Systems for Synchronous Generators in New Installations and Existing Power Plants, ABB.
- [4] CONCORDIA, C., Discussion in Determination of Synchronous Machine Electrical Characteristics by Test, IEEE Transactions on PAS, vol 102, nº 12, 3810-3815, December 1983.
- [5] IEEE COMMITTEE REPORT, Computer Representation of Excitation Systems, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, vol PAS-87, June 1968, pp 1460=1464.
- [6] DE MELLO, F.P. & HANNET, L.H., Validation of Synchronous Machine Models and Derivation of Models Parameters from Tests, IEEE Transactions on PAS, vol 100, nº 2, 662-672, Feb 1981.
- [7] DEMELLO, F. P., and CONCORDIA, C. Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by excitation Control, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, vol PAS-88, Apr 1969, pp 316-329.
- [8] ZENI Jr., N., Controle da Excitação de Geradores de Usinas Hidrelétricas: Modelagem, Identificação, Ajustes e Ensaio de Campo, Dissertação de Mestrado, UFSC, Florianópolis, Outubro de 1987.
- [9] ZENI Jr., N & MORAES, V.E.S., Identificação de Parâmetros de Geradores de Usinas Hidrelétricas Através de Ensaio de Rejeição de Carga, X SNPTEE, Curitiba, Outubro de 1989

# Robô Móvel Aplicado à Inspeção em Linhas de Transmissão

A. G. Ventrella, CTEEP; L. A. Moscato, EPUSP; A. de Souza, EPUSP; M.F. dos Santos, EPUSP; W.B. Vital Filho, EPUSP; G. A. N. Ferreira, EPUSP<sup>1</sup>.

## RESUMO

A inspeção em linhas de transmissão de alta tensão é uma tarefa que depende a habilidade de um técnico para visualizar as falhas que possam ocorrer. Neste trabalho, é proposto o desenvolvimento de um robô móvel que se desloca ao longo do cabo guarda e é capaz de auxiliar o técnico na visualização e, futuramente, na sua correção. Este robô pode ser a ferramenta capaz de automatizar o procedimento de inspeção em linhas de transmissão.

## PALAVRAS-CHAVE

Robôs móveis, inspeção de linhas de transmissão, inspeção visual, visão artificial.

## I. INTRODUÇÃO

Novas abordagens estão sendo pesquisadas em todo mundo para automatizar o processo de inspeção e manutenção em linhas de transmissão e os principais avanços incluem a identificação e mapeamento dos locais onde pode existir falhas em cabos através de equipamentos de GPS (Sistema de Posicionamento Global), utilização de câmeras sofisticadas para visualizar imagens, utilização de sensores e equipamentos de aquisição de dados, processamento através de software dos dados obtidos dos sensores e imagens e identificação dos locais e, por fim, a aplicação de robôs [1]. É também conhecido o interesse das empresas de distribuição em adquirir um sistema capaz de realizar a inspeção remota das linhas de transmissão, principalmente em locais de difícil acesso.

Foram encontrados diversos trabalhos na literatura sobre o tema em questão entre os quais pode-se destacar o de Sawada [2], onde é desenvolvido um robô móvel para inspeção que se desloca nos cabos guarda das linhas de transmissão e que, verifica a integridade do cabo através da utilização de corrente eddy; este robô ainda possui um sistema de transposição de torres, proporcionando autonomia ao sistema; e o de Campos [3], onde é desenvolvido um robô capaz de realizar a instalação e remoção semi-automática das esferas sinalizadoras. Outros trabalhos referentes ao tema podem ser encontrados em [4], [5], [6] e [7]. que podem ser citados são: Nakashima et. al., 1995; Yano et. al., 1995; Santamaria et. al., 1997; Peungsungwal et. al., 2000.

O presente projeto tem por objetivo o desenvolvimento de tecnologia de inspeção de linhas aéreas de transmissão de energia pelo uso de equipamentos robóticos. Nesta linha de atividades de pesquisa visa-se o desenvolvimento de cunho tecnológico de equipamentos robóticos móveis que, associados a visão artificial, permitam o reconhecimento visual de peças e ou imagens para aplicações em diversas atividades que incluem a inspeção de linhas de transmissão de energia elétrica. Dentre as atividades que são geradoras de tecnologia no setor enquadra-se as de desenvolvimento de um sistema robótico de serviços em linhas de transmissão, que deve ser acoplado mecanicamente aos cabos guarda. O sistema denominado SSL (Sistema de Serviço em Linhas de Transmissão), vislumbra possibilitar as seguintes operações:

- Inspeção detalhada no cabo guarda com ou sem fibra óptica, visualizando a integridade física e mecânica quanto aos defeitos e descargas atmosféricas, comprovando a necessidade ou não da manutenção ser de emergência ou programada;
- Inspeção visual dos cabos condutores, espaçadores, isoladores de porcelana ou de vidro, torres, vegetação sobre a linha, inclusive assoreamento na base da torre;
- Instalação ou retirada de esferas de sinalização aérea no cabo guarda com a linha de transmissão ligada;
- Conduzir o cabo guia (piloto) com a linha de transmissão ligada ou desligada;
- Realização de serviços de emenda de cabo guarda com ou sem fibra óptica;
- Transposição de torres, permitindo o deslocamento do SSL ao longo da linha de transmissão.

O presente projeto possui uma sistemática incremental de desenvolvimento metodológico com as seguintes etapas, ciclicamente implementadas:

- Processo de síntese: visão geral e especificação do projeto
- Processo de análise: divisão em sub-sistemas;
- Sistema mecânico;
- Sistema eletrônico e arquitetura de controle;
- Sistema de comunicação;
- Sistema de visualização
- Construção de protótipos;
- Testes

<sup>1</sup> O Grupo agradece ao apoio técnico e financeiro da CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista) e ao FDTE (Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia).

A seguir tem-se um detalhamento sobre cada uma das fases de desenvolvimento deste projeto.

## II. PROCESSO DE SÍNTESE

O processo de síntese inclui a formação de uma visão geral do projeto e da especificação detalhada dos requisitos. Estes objetivos foram atingidos através de uma série de reuniões técnicas e de interação entre os membros da CTEEP, da FDTE/POLI-USP e de uma sistemática pesquisa bibliográfica de caráter amplo sobre os assuntos robôs de inspeção de linhas de transmissão, sistemas de inspeção visual por câmeras e mecanismos de manutenção robotizada. Além de fixar como filosofia, principalmente para desenvolvimento do robô-protótipo, a incorporação dos principais avanços tecnológicos encontrados no mercado nacional e internacional relacionados ao tema.

Como resultado deste processo de síntese encontra-se a revisão bibliográfica e a formação de um conceito de robô para inspeção em linhas de transmissão.

Para formação do conceito do robô para inspeção de linhas de transmissão foram relatadas as seguintes atribuições para o robô:

- Deslocar ao longo do cabo guarda (não condutor) com os comandos de avanço, retorno e parada implementados em seu sistema de controle;
- Visualizar, com nitidez, o próprio cabo guarda, através de uma câmera fixa, o cabo condutor, separadores e torres, através de uma câmera móvel (movimentos de pan-tilt);
- Transportar os grampos de sustentação dos cabos guarda;
- As imagens geradas no robô são transmitidas (via rádio) a uma base de operação em solo, onde um operador avalia os cabos através do monitor de um notebook. O notebook é também responsável pela recepção de dados de sensores e para o envio de comandos ao robô. Foi estabelecido como especificação para o alcance dos rádios uma distância de 1.000m;
- Os demais aspectos estudados seriam a instalação ou retirada de esferas de sinalização aérea no cabo guarda, a condução do cabo guia (piloto) pelo robô e a realização de serviços de emenda de cabo guarda com ou sem fibra óptica.

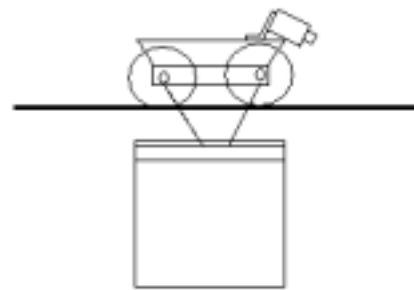
## III. PROCESSO DE ANÁLISE

No processo de análise foi feita uma divisão do projeto do protótipo e dos estudos de forma modularizada, proporcionando o desenvolvimento, em paralelo, de cada uma destas divisões ou sub-sistemas: sistema mecânico, sistema eletrônico e arquitetura de controle, sistema de comunicação, sistema de visualização e, por fim, o estudo do sistema de colocação e retirada das esferas, da condução de cabo guia e da realização de serviços de emenda de cabo.

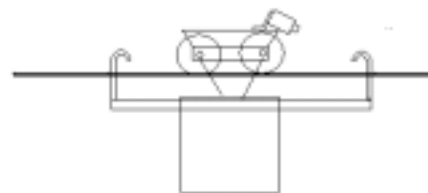
### A. Sistema mecânico

No desenvolvimento do sistema mecânico, inicialmente fez-se um estudo da influência do efeito do vento sobre o robô, quando este estiver se deslocando no cabo guarda, baseado nestes estudos foi elaborado um conceito da forma mais conveniente para o robô. A partir deste instante foi possível dimensionar o sistema de locomoção e estudar e projetar um sistema para transposição de torres.

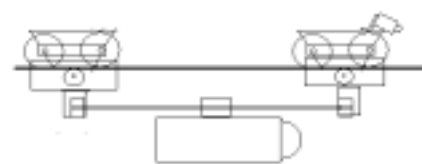
No desenvolvimento do projeto além da concepção das arquiteturas mecânicas, foram desenvolvidos modelos de sólidos em software de computação gráfica, onde foi implementado e testado o protótipo virtual do mesmo. Após este procedimento, foram desenvolvidas maquetes. O sistema mecânico necessitou de implementações reais para serem testadas e modificadas de maneira incremental para melhorar seu desempenho. A Figura 1 permite que se tenha uma noção visual das configurações mecânicas desenvolvidas e implementadas em protótipo.



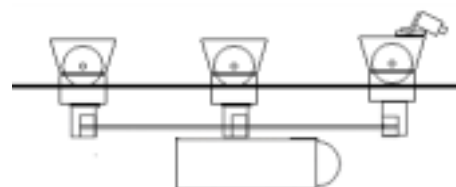
a) Arquitetura simplificada



b) Arquitetura com garras que se fixam ao cabo



c) Arquitetura com dois conjuntos para locomoção



d) Arquitetura com 3 conjuntos de rodas para locomoção

FIGURA 1. Configurações da arquitetura mecânica do robô.



No desenvolvimento do sistema mecânico foi sempre considerada a possibilidade da transposição de torres, o que resultou em uma série de experimentos até que fosse encontrado o melhor mecanismo para realização desta tarefa difícil que é a transposição de um obstáculo. Um resultado deste estudo pode ser verificado em detalhes na Figura 2.



FIGURA 2. Uma configuração de mecanismo para transposição de torres (robô com 3 rodas).

### B. Sistema eletrônico e arquitetura de controle

No desenvolvimento do sistema eletrônico e da arquitetura de controle foram desenvolvidas e implementadas 2 arquiteturas.

Na arquitetura da Figura 3, existem 2 pares rádios, 1 para transmissão de imagens e outro para comandos através das portas seriais do notebook e do pc104.

Nota-se que foi incorporada estratégias de controle baseada na utilização de microprocessadores entre eles um computador industrial com barramento PC-104 que possui como finalidade comandar todas as funções pré-determinadas e possibilitando flexibilidade na expansão das funções que poderão ser agregadas futuramente.

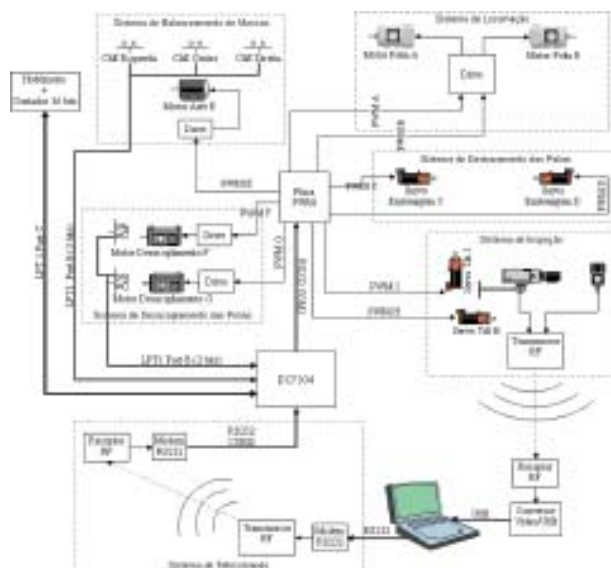


FIGURA 3. Sistema eletrônico e arquitetura de controle

No entanto, esta arquitetura de comunicação e de controle foi modificada, sendo que, na nova configuração, Figura 4, é utilizado apenas um único par de rádios, conectados a porta ethernet do notebook e a um hub que passou a existir no robô. A nova arquitetura alterou a configuração dos componentes existentes dentro do robô, sendo que ao hub também foram conectados o pc104 e 2 câmeras IP (sendo uma delas PTZ). Entre o pc104 e os acionadores e sensores nada foi alterado. Desta forma, permite que um único rádio seja utilizado para controlar o robô e receber imagem captadas pelas câmeras.

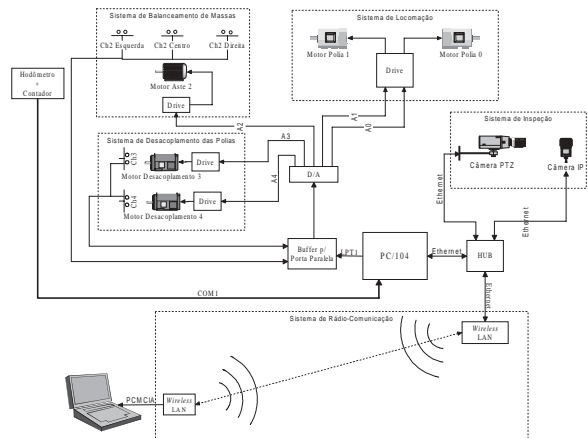


FIGURA 4 – Segunda arquitetura de controle

A Figura 5 mostra, de forma mais detalhada, o drive de acionamento utilizado neste projeto. Este circuito baseia-se em uma ponte de transistores MOSFETs, os quais são utilizados de forma conjunta a circuitos integrados do tipo gate drives (IR2104 ou similares). Onde, através dos gate drives é possível transformar as informações de largura de pulso do sinal PWM em informações de intensidade e sentido de rotação para os motores.

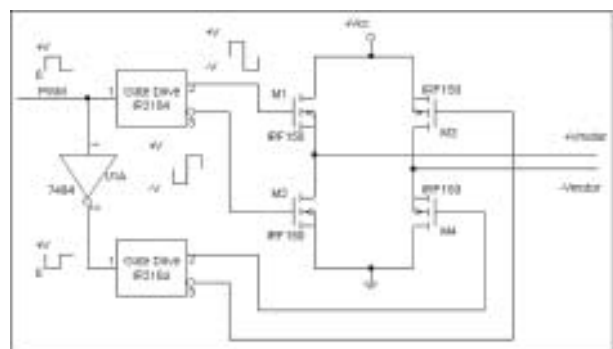


Figura 5 – Circuito de acionamento dos motores.

De forma simplificada, o circuito integrado IR2104 transforma um sinal PWM, que consiste de pulsos periódicos de níveis de tensão 0 e +V e largura variável, em um sinal de mesma forma porém com níveis de tensão -V e +V. Assim, um sinal PWM de 50% de duty cycle corresponde

a um nível de tensão média de 0V nos terminais de saída para o motor (+Vmotor e -Vmotor). Aumentando-se o duty cycle do sinal PWM tem-se um correspondente aumento do nível de tensão média de saída até o limite de +Vcc. Em contrapartida, a diminuição do duty cycle do sinal PWM resultará em um decréscimo gradual do nível de tensão média de saída até o limite de -Vcc.

Através da configuração apresentada pelo circuito da Figura 5 é possível obter-se duas informações (intensidade e sentido de rotação do motor) através de um único sinal PWM. Além desta placa para acionamento dos motores, também foi desenvolvido um conversor dc-dc, que permite ligar o pc104 diretamente em uma bateria de 12V. O que possibilita o embarque no robô.

### C. Sistema de comunicação

Conforme a arquitetura controle, há um sistema de comunicação diferente. Na arquitetura de controle mostrada na Figura 3, existe um rádio conectado a porta USB do computador (notebook) em solo que recebe as imagens geradas pelas câmeras presentes no robô, assim como a recepção de dados de sensores (transmitido por um outro canal disponível), já um outro rádio é conectado a porta serial do computador (notebook) em solo para realizar o envio de comandos. Nos rádios existentes no robô, um está diretamente ligado às câmeras e outro conectado ao PC104.

Na arquitetura de controle proposta mostrada na Figura 4, existe um único par de rádios para se fazer o tráfego das imagens das câmeras e da recepção de dados de sensores e envio de comandos. A comunicação entre o robô e a base de operações em solo é realizada através do protocolo TCP/IP, já que os rádios formam uma rede local, onde o notebook em solo é comanda o robô/pc104. Assim, foram utilizados um único par de rádios de comunicação para envio de comandos, para receber dados dos sensores e receber as imagens geradas pelas câmeras. Com o objetivo de aumentar o alcance do rádio foram incorporadas ao protótipo antenas capazes de amplificar estes sinais. No robô foi instalada uma antena de 6dB e na base de operações uma antena de 18dB. Nos experimentos realizados em laboratório com a utilização de atenuadores foi possível estimar o alcance dos rádios em 5Km, considerando a composição com as antenas adquiridas.

### D. Sistema de visualização

Neste item será abordado apenas o sistema de visualização composto por duas câmeras IP, uma fixa e outra móvel, com movimentos de tilt, pan e zoom de 16 vezes.

#### Câmera Fixa

O primeiro subsistema é composto pela câmera fixa IP. Esta câmera será destinada ao monitoramento exclusi-

vo do cabo guarda, focalizando-o permanentemente. A observação deste cabo tem como objetivo a identificação e localização de eventuais defeitos, que deverão ser reportados para posterior correção. As imagens capturadas por esta câmera de inspeção serão transmitidas a um operador em solo por meio da LAN.

#### Câmera Móvel

O segundo subsistema será composto pela câmera de alta resolução com pan-tilt e zoom e pela interface wireless LAN. Este sistema destina-se à inspeção dos separadores existentes entre os cabos condutores de energia. O mecanismo de tilt-pan, interno à câmera, consiste em dois servo-motores que fornecem à mesma mobilidade em dois eixos perpendiculares. Além deste mecanismo de movimentação, a câmera é dotada de recurso de zoom digital, provendo ao sistema a capacidade de visualizar grande parte do espaço.

A transmissão de dados será feita por meio de rede local sem fio, realizada entre o robô e o microcomputador portátil (dotado de igual interface wireless). Diferentemente do primeiro subsistema, aqui a comunicação é bidirecional, pois, além de enviar os sinais de vídeo ao operador, a câmera também deverá receber sinais de comando para a movimentação do mecanismo de tilt-pan e para utilização do zoom.

O objetivo principal deste segundo sistema de vídeo consiste na observação dos separadores existentes entre os cabos condutores, onde está a maior incidência de defeitos – não se descarta, no entanto, a utilização desta câmera para observação dos próprios cabos condutores. A necessidade de um grande campo de visualização se justifica pela distância existente entre o cabo guarda (através do qual o robô se movimenta) e os cabos condutores.

#### Sistema de Solo

Conforme mencionado, as imagens recebidas obtidas por ambas as câmeras serão recebidas pelo microcomputador através das respectivas interfaces, sendo analisadas em tempo real pelo operador. A função do operador, que continuamente observa as imagens capturadas, consiste em determinar a posição de eventuais defeitos e solicitar as correspondentes operações de reparação dos cabos e/ou dos separadores.

## IV. PROTÓTIPO E TESTES

Com o desenvolvimento do sistema mecânico, sistema eletrônico e da arquitetura de controle, do sistema de comunicação e do sistema de visualização, o protótipo do robô foi montado e os testes efetuados em um campo de testes construídos em laboratório.

A Figura 6, traz uma foto do protótipo do robô de inspeção de linhas de transmissão.



FIGURA 6. Foto do robô de inspeção de linhas de transmissão.

Na Foto apresentada na Figura 6, o robô de inspeção de linhas de transmissão está deslocando-se ao longo de um cabo instalado no Laboratório de Robôs Especiais do Departamento de Engenharia Mecatrônica e de Sistemas Mecânicos da Escola Politécnica da USP. O robô fotografado possui 3 rodas como sistema de tração, que basculam no momento em que for iniciado o procedimento de ultrapassagem de torres, abaixo deste sistema de locomoção existe um fuso que é responsável pelo balanceamento das massas, também durante o procedimento de transposição de torres e as duas câmeras se localizam, uma acima da primeira roda (à direita da foto) e outra fixada a caixa. Na foto da Figura 7, mostra-se com detalhes a câmera PTZ (Pan-Tilt-Zoom) fixada a caixa inferior e responsável por realizar a movimentação nas direções pan e tilt.



FIGURA 7 – Foto com detalhes da caixa onde está fixada a câmera PTZ.

## V. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem as contribuições de A. Arruda, A. L. Cintra, M.F. Pereira e Olga Maffei.

## VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Rubin, Lew, 2000. "The future of power line inspection". *Electrical World T&D* September/October.
- [2] Sawada, J.; Kusumoto, K.; Maikawa, Y.; Munakata, T. and Ishikawa, Y., 1991, "A mobile robot for inspection of power transmission lines". *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 6, pp 309-315, Jan.
- [3] Campos, M. F. M.; Pereira, G. A. S.; Vale, S. R. C.; Bracarense, A. Q.; Oliveira, M. P. and Pinheiro, G. A., 2002. "A mobile manipulator for installation and removal of aircraft warning spheres on aerial power transmission lines". In *Proceedings of the IEEE Conference on Robotics and Automation, IEEE Conference on Robotics and Automation*, Washington, DC, 2002, 3559-3564.
- [4] Nakashima, M.; Yano, K.; Maruyama, Y.; Yakabe, H., 1995 "A hot line work robot system "Phase II" and its human-robot interface "MOS" ". *Proceedings of the IEEE/R SJ International Conference on Intelligent Robots and Systems*, vol.2, pp. 116-123.
- [5] Yano, K.; Maruyama, Y.; Morita, K.; Nakashima, M. 1995. "Development of the semi-automatic hot line work robot system "Phase II"". *Proceedings of the 7th International Conference on Transmission and Distribution Construction and Live Line Maintenance*, pp. 212-218.
- [6] Santamaria, A.; Aracil, R.; Tuduri, A.; Martinez, P.; Val, F.; Penin, L. F.; Ferre, M.; Pinto, E.; Barrientos, A. 1997. "Teleoperated robots for live power lines maintenance (ROBTET)". *Proceedings of the 14th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. Part 1: Contributions*, vol. 3.
- [7] Peungsungwal, S.; Pungsiri, B.; Chammongthai, K.; Okuda, M., 2001. "Autonomous robot for a power transmission line inspection". *Proceedings of the IEEE International Symposium on Circuits and Systems*, vol. 3, pp. 121-124.

# Sistema de Controle e Redução de Consumo para Iluminação Pública em Grupo

C. G. Bianchin, LACTEC; I. J. Chueiri, LACTEC; M. R. Da Silva, LACTEC

## RESUMO

O trabalho tem por objetivo uma solução para operação e controle de sistemas de iluminação pública comandados em grupo, e que possuam alta potência [1]. Dentro desta idéia o projeto também deve atuar de forma a reduzir o consumo de energia elétrica nesses sistema de iluminação pública, de forma que em períodos pré-determinados o consumo e o índice de luminosidade sejam reduzidos, evitando com isso o desperdício. No entanto, a flexibilidade também se faz presente, pois a curva de redução pode ser alterada até mesmo ao ponto de não se ter redução de consumo, ou seja, o grupo opera na potência nominal o tempo todo em que estiver ligado.

## PALAVRAS-CHAVE

Alta potência, comando em grupo, flexibilidade, iluminação pública, redução de consumo.

## I. INTRODUÇÃO

Em face da grande necessidade de se economizar energia elétrica e do crescente aumento dos clientes das concessionárias de energia elétrica, faz-se necessário otimizar o sistema de utilização desta mesma energia para que se reduza o desperdício, ou em outras palavras, se distribua de forma eficiente o uso da energia elétrica, permitindo que mais consumidores possam usufruí-la [2].

Assim, o projeto de redução de consumo de energia elétrica em sistemas de iluminação pública comandados em grupo vem de encontro ao tema acima, onde poder-se-á esperar um sistema que continue controlando o sistema de iluminação pública em grupo porém, com melhor qualidade e mais ferramentas, permitindo ao mesmo não só controlar o instante de acionamento/desligamento, mas também possa efetuar a redução de consumo de energia elétrica em horários pré-determinados, de acordo com uma curva de redução de consumo que atenda as necessidades locais desejadas [4].

## II. SISTEMA DE CONTROLE AUTOMÁTICO

Inicialmente deve-se considerar o aspecto de modelação da carga de reator+lâmpada a vapor de sódio

de 150W. Esse modelamento é crucial para que se desenvolva as técnicas de simulação então, possa se definir alguns caminhos a seguir no sentido da montagem de um protótipo de controle e operação automáticos [3], [5].

O circuito abaixo tem a finalidade de representar a carga a ser controlada em campo, através do sistema de controle de iluminação pública comandado em grupo.

Como a carga a ser controlada possui um total de 24 lâmpadas de 150W cada lâmpada; e estão distribuída em 3 fases, pode-se estimar que a carga total de cada fase será de 1,2 KW. É claro que aqui estão considerados somente o consumo das lâmpadas, e não as perdas nos reatores. Quando consideradas as perdas, o conjunto pode chegar a consumir uma potência total de até 1,3 KW.

Cada lâmpada de vapor de sódio, segundo o próprio fabricante, pode ser modelada como uma resistência em paralelo com dois diodos zener em série oposta (Figura 1). Assim a resistência funcionará como elemento de solicitação de corrente e os diodos zener atuarão de forma a não permitir que a tensão nos terminais da resistência ultrapasse certo limite.

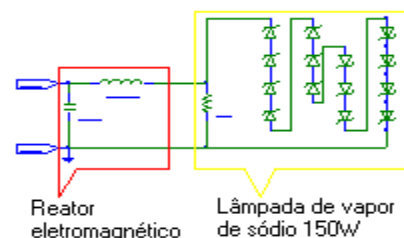


FIGURA 1. Modelamento do conjunto reator e lâmpada de vapor de sódio 150 W

O comportamento do circuito de representação acima pode ser analisado através das figuras 2 e 3, onde nota-se como a corrente de entrada muda de amplitude diante de situações naturais, como estabilização da tensão (figura 2) e redução da tensão (figura 3).

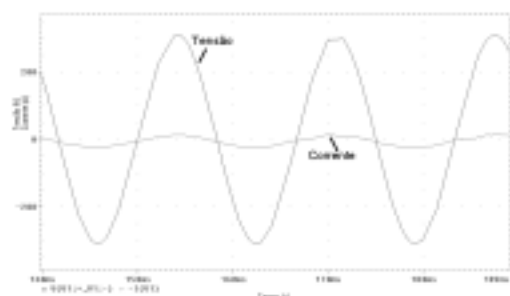


FIGURA 2. Comportamento da tensão e da corrente em potência nominal

Este trabalho contou com o apoio financeiro da Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – CELTINS, através de projeto de pesquisa e desenvolvimento estabelecido entre LACTEC E CELTINS, via ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

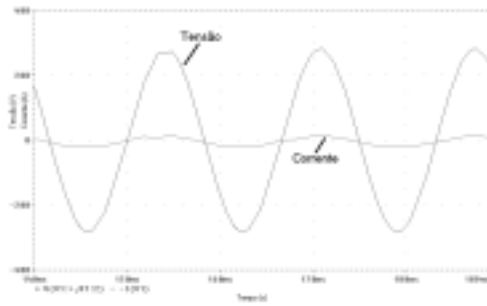


FIGURA 3. Comportamento da tensão e da corrente em redução de consumo

Analisando as figuras (2) e (3) é possível perceber que como trabalho de redução de consumo se dará sobre a tensão então, a carga pode ter seu fator de potência alterado, que é o caso dos reatores eletromagnéticos, onde durante a sua vida útil, este tem o fator de potência reduzido de 0,92 para aproximadamente 0,7, deteriorando o funcionamento do ponto de iluminação pública.

Desta forma, a redução de consumo se dará através da redução de tensão, o que significa fabricar um elemento capaz de transformar a tensão de entrada em uma tensão menor. No caso do projeto em questão optou-se por um elemento em série, ou seja, que não precisasse processar toda a potência, mas sim parte dela, bastando apenas que suportasse as tensões de entrada e de saída (que será baixa) e a corrente de carga, que circulará pela secundário.

O projeto deste elemento resultou num transformador de tensão 220 (V) de tensão de primário para 20 (V) de tensão de secundário, suportando uma corrente máxima de 7 (A) por fase no secundário e 1 (A) no primário. Ou, em termos de potência, significa que o transformador redutor deve suportar, aproximadamente, 400 (VA).

### III. ANÁLISE DE RESULTADOS DE CAMPO

Após instalação no local pré-definido pela CELTINS, foi realizado teste de avaliação em campo, e as figuras 4 (a) e (b) mostram esse resultado, tanto para a situação onde o protótipo operava na potência nominal (sem redução de consumo) (a), quanto na situação de redução de consumo (b). As figuras 4 (a) e (b) mostram claramente que o grupo reduz instantaneamente 230 W por fase, ou um total de 700 W aproximadamente (nas 3 fases).

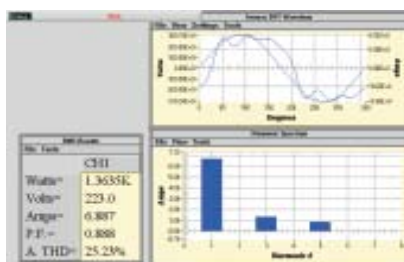


FIGURA 4.a. Comportamento antes da redução

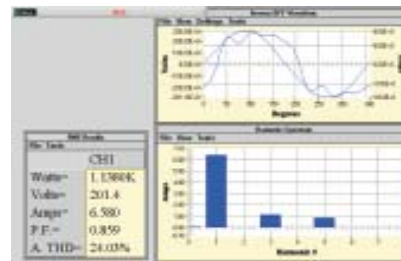


FIGURA 4.b. Comportamento depois da redução

A redução de potência corresponde a 17% de economia no consumo, o que no final de um período qualquer de tempo, pode significar até 15% de redução na energia elétrica consumida.

O controle dos períodos de consumo nominal e de redução de consumo é feito através de dispositivo semicondutor ou de estado sólido: EPLD (Erasable Programmable Logic Device).

A utilização desta ferramenta altamente eficiente se deve ao fato de que uma vez “programada”, a mesma não sofrerá com interferências eletromagnéticas, provocando danos aos seu “programa”. Isso porque o dispositivo EPLD tem como base de funcionamento o arranjo de elementos lógicos para realização de determinada função. A figura 5 mostra um diagrama de blocos interno à EPLD, que controla a operação do sistema de redução de consumo, ligando/desligando o grupo de iluminação pública, protegendo contra repiques na fotocélula, incidência de luz proposital instantânea, e descrevendo a curva de redução de consumo.

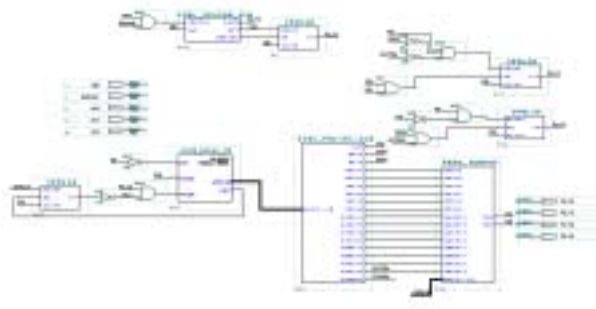


FIGURA 5. Diagrama de blocos interno da EPLD

Outra vantagem deste tipo de dispositivo eletrônico é sua grande facilidade de programação, ou seja, a qualquer momento pode-se retirar o componente do circuito e reprogramá-lo de forma a executar nova função de acordo com a necessidade do projeto.

Como mencionado anteriormente, um dos objetivos era de estabelecer curvas de redução de consumo, através das quais a luminosidade do ponto de luz pudesse ser maior ou menor dependendo da necessidade, por exemplo, em ambientes próximos a escolas, mais luz; em grandes avenidas durante a madrugada, menos luz. Desta forma, foi in-

corporado à EPLD uma seqüência de curvas para diferentes períodos de redução de consumo, e conseqüentemente, diferentes valores de economia de energia elétrica. Para tanto, estabeleceu-se códigos para os quais a correspondência entre o programa e a curva a ser seguida. A figura 6 mostra essa relação, e vale lembrar que os códigos estão presentes nas 3 chaves localizadas na caixa da unidade de controle eletrônico, onde o acesso é restrito ao responsável pelo equipamento.

ABC	SÁIDA	TEMPO 1 (t1)	TEMPO 2 (t2)
000		direto	
001		6h (100%)	
010		30h(70%)	5:30h(100%)
011		1:00h(70%)	5:00h(100%)
100		2:00h(70%)	4:00h(100%)
101		3:00h(70%)	3:00h(100%)
110		4:00h(70%)	2:00h(100%)
111		5:00h(70%)	1:00h(100%)

FIGURA 6. Curvas de redução de consumo e seus respectivos códigos

Na figura 7 tem-se o equipamento de controle e redução de consumo em sistemas de iluminação pública, comandado em grupo, instalado em campo, durante testes de campo na cidade de Palmas.



FIGURA 7. Protótipo em campo

#### IV. AGRADECIMENTOS

Agradecemos a oportunidade, dada pelo acordo com a CELTINS, de desenvolver novas soluções com alta tecnologia para um mercado que necessita, a cada dia mais, o uso racional da energia elétrica.

#### V. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Livros:

- [1] W. Schivelbusch, e A. Davies, "Illumination: Electric Light and the Shaping of Modern Society", Ed. Berg Pub Ltd.; ISBN 0854961917, out/1989;
- [2] A. J., Fisher, "A Review of Street Lighting in Relation to Road Safety", Ed. Berg Pub Ltd.; ASIN 064005249, nov/1990;
- [3] Edison Electric Institute. Street and Highway Lighting Task Force "Street Lighting Manual", .; ASIN 064005249, nov/1990;

Relatórios Técnicos:

- [4] I. J. Chueiri, "Sistema Automático de Controle de Iluminação Pública com Comandos Via Pager", LAC-UFPR/COPEL, Relatório 2817/97, Curitiba, PR, jul. 1997, 24pp.;

Normas:

- [5] Norma Técnica COPEL – NTC "Reator Externo para Lâmpadas a Vapor de Sódio – Alta Pressão", 810042 - dezembro/92;

# Sistema de Monitoramento para Auxílio à Manutenção de Equipamentos de Subestação de Distribuição

F. E. C. Veiga, COELBA; J. A. Jardini, EPUSP/GAGTD; L. C. Magrini, EPUSP/GAGTD;  
P. S. D. Kayano, EPUSP/GAGTD; M. S. Silva, EPUSP/GAGTD;  
Y. P. Calderón, EPUSP/ GAGTD; D. C. Martínez, EPUSP/ GAGTD

## RESUMO

Está sendo desenvolvido pela USP em parceria com a COELBA um sistema de monitoramento de equipamentos subestações de distribuição. Este é um projeto de pesquisa e desenvolvimento de 2 anos de duração.

O primeiro ano correspondeu à definição das grandezas elétricas e não elétricas a serem monitoradas, bem como sua periodicidade; à análise dos sensores existentes no mercado; e culminou com a especificação da arquitetura de hardware e software de um sistema digital voltado à coleta centralizada das informações. O segundo ano visa a implantação de um sistema protótipo; dada a complexidade do assunto, o sistema protótipo foi necessário limitar o sistema, dessa forma, optou-se pelo monitoramento de um transformador e um disjuntor. Os resultados obtidos por esse sistema serão armazenados em base de dados, de onde serão resgatados por aplicativos que disponibilizarão e estabelecerão estratégias de manutenção.

Atualmente, a manutenção de transformadores é feita baseada no tempo, já a manutenção de disjuntores é baseada no número de manobras executadas. O sistema de monitoramento em tempo real tem por objetivo fazer com que a manutenção seja baseada nas reais condições do equipamento.

O monitoramento em tempo real também traz outros benefícios tais como: o melhor uso do equipamento; um melhor planejamento da manutenção e redução das retiradas emergenciais por falhas e melhora do gerenciamento vida útil dos equipamentos.

## PALAVRAS-CHAVE

Monitoramento de transformadores, monitoramento de disjuntores, subestações.

Isso traria enormes benefícios, tais como, maior disponibilidade do equipamento, diminuição dos custos de manutenção (deslocamento de equipe, tempo de indisponibilidade do equipamento, etc) e um melhor planejamento da necessidade de substituição do equipamento. Além dos fatores econômicos imediatos, reduziria-se ao mínimo necessário o tempo de manutenção, causando, conseqüentemente, redução das eventuais multas por retirada de serviço dos equipamentos e melhorando a imagem junto ao consumidor final.

A USP e a COELBA vêm desenvolvendo um projeto de pesquisa e desenvolvimento que visa analisar a aplicabilidade do monitoramento em tempo real de equipamentos no auxílio à manutenção.

Por se tratar de um assunto de grande abrangência e devido aos recursos limitados para um projeto de pesquisa e desenvolvimento, foi estabelecido que o projeto seria focado nos dois principais equipamentos de uma subestação: transformador e disjuntor.

No primeiro ano, foram definidas as grandezas monitoradas e estudados os sensores e sistemas de monitoramento já existentes no mercado. A maior parte dos sistemas de monitoramento comerciais são soluções proprietárias que trariam uma forte dependência ao fabricante do sistema.

Dessa forma, optou-se por um sistema de monitoramento aberto que integrasse equipamentos de aquisição de dados, processadores e equipamentos de comunicação através de protocolos padronizados.

Durante este ano, segundo ano do projeto, será instalado um protótipo onde serão monitorados um transformador e um disjuntor, com subsistemas de monitoramento independentes, permitindo que o subsistema de monitoramento do disjuntor seja instalado em uma subestação e o subsistema de monitoramento do transformador seja deslocado para uma subestação diferente.

Durante o segundo ano será desenvolvido também um software de diagnóstico para tratamento dos dados coletados.

## I. INTRODUÇÃO

O monitoramento em tempo real de equipamentos de subestações permite otimizar as ações de manutenção, substituindo a manutenção baseada em períodos de tempo ou no número de operações por uma manutenção mais racional baseada nas reais condições dos equipamentos.

F. E. C. Veiga (Gerente do Projeto) trabalha na COELBA (fveiga@coelba.com.br)

J. A. Jardini (Coordenador do projeto), Prof. Dr. Titular da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo/ Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da USP/ GAGTD (jardini@pea.usp.br).

L. C. Magrini (Pesquisador), PhD, trabalha no EPUSP/ PEA/ GAGTD – Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia (magrini@pea.usp.br).

## II. TRANSFORMADOR

Os transformadores são equipamentos primordiais em uma subestação de energia elétrica. São projetados para ter uma vida útil de cerca de 20 anos, entretanto devido a vários fatores acabam sendo utilizados por 30-40 anos.

A COELBA possui 406 transformadores distribuídos em 5 faixas etárias, conforme tabela 1.

TABELA 1

Transformadores da COELBA	
Faixa (anos)	Quantidade
0-10	112
11-20	151
21-25	61
26-30	40
>30	42

### A. Falhas em transformadores

O tipo de falha que ocorre com mais frequência nos transformadores da COELBA é a do tipo interna, devido a curto-circuito nos enrolamentos.

Entretanto, segundo Sokolov [2], mundialmente as falhas com maiores incidências ocorrem na bucha, comutador e enrolamento.

As principais variáveis indicativas da situação de um transformador são a presença de gases dissolvidos no óleo isolante (forte indicativo da ocorrência de descargas parciais) e umidade (uma das principais causas da degradação do isolamento sólido do transformador).

A maioria das concessionárias faz a análise físico-química e cromatográfica do óleo a cada seis meses, entretanto, durante esse período o transformador pode sofrer algum defeito ou mesmo ser submetido a curtos, sem que seja possível notar nenhum indicativo.

A filosofia adotada é o acompanhamento da evolução da concentração de gás hidrogênio a cada hora.

## III. DISJUNTOR

O maior desafio dos sistemas de manutenção preditiva (monitoração) de disjuntores é sua aplicação em equipamentos já existentes nas subestações, que devido a variedade de tipos utilizam diferentes tecnologias de interrupção.

O monitoramento depende da tecnologia utilizada em cada disjuntor de acordo com o meio de extinção do arco (óleo mineral, ar comprimido, SF<sub>6</sub>, entre outros); bem como o sistema de acionamento (mola, hidráulico, pneumático, entre outros). Embora os fabricantes de disjuntores já tenham desenvolvido sistemas de monitoramento para os modelos atualmente comercializados, o maior desafio é instalar sistemas de monitoramento em disjuntores já com algum tempo de operação e que possam ser aplicados a disjuntores de várias tecnologias, de uma maneira menos intrusiva, proporcionando a aquisição e o processamento de dados.

## IV. PROTÓTIPO

### A. Equipamentos Monitorados

O protótipo será instalado na SE Federação em Salvador, onde serão monitorados um transformador de potência e um disjuntor. O transformador escolhido para ser monitorado é:

- de 69 / 11,95 kV, 15 / 20 MVA
- Fabricado pela ASEA a cerca de 30 anos;
- Conservador único para o óleo do transformador e comutador
- Comutador com 33 taps.

Já o disjuntor a ser monitorado tem as seguintes características:

- Disjuntor marca Merlin Gerin (Schneider) modelo SB6-72 com acionamento tripolar (um só painel de comando), que utiliza a técnica do arco rotativo associado à auto-expansão.
- Sistema de acionamento é mecânico, composto por um conjunto de alavancas, com acumulação de energia por molas acionadas através de um motor de corrente contínua.

### B. Pontos Monitorados

Inicialmente foi feita uma análise dos pontos a serem monitorados, de forma a se obter os dados mais significativos e cujos sensores pudessem ser instalados nos equipamentos já existentes.

No caso do transformador, seria necessário um sensor que pudesse fornecer o teor de todos os gases chaves (metano, acetileno, etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), etano, gás hidrogênio, monóxido de carbono e oxigênio), porém devido a não existência de um sensor on-line com custo aceitável, optou-se por monitorar apenas o H<sub>2</sub>, visto que é o principal gás formado durante problemas na parte ativa do transformador.

As listas de pontos monitorados do transformador (tabela 2) e do disjuntor (tabela 3) encontram-se a seguir.

TABELA 2

Pontos do Transformador	
Descrição	Tempo de Varredura
Temperatura ambiente	1 s
Temperatura do topo do óleo	1 s
Posição de tap	1 s
Temp. do enrolamento (Imagem Térmica)	1 s
Nível de óleo do conservador	1 s
Corrente do Motor do Comutador	1 ms
Defeito no Comutador de Tap	1 s
Nível máximo de óleo do transformador	1 s
Nível mínimo de óleo do transformador	1 s
Ventilação – Desligado (1º Estágio)	1 s
Ventilação – Ligado (1º Estágio)	1 s
Ventilação – Defeito (1º Estágio)	1 s
Relé de Gás (Buchholz) – Alarme	1 s
Relé de Gás (Buchholz) – Desligamento	1 s
Umidade do óleo do transformador	1 min
Conc. de gás hidrogênio	1 h
Tensão fase A – AT	1 s
Tensão fase B – AT	1 s
Tensão fase C – AT	1 s
Corrente fase A – AT	1 s
Corrente fase B – AT	1 s
Corrente fase C – AT	1 s



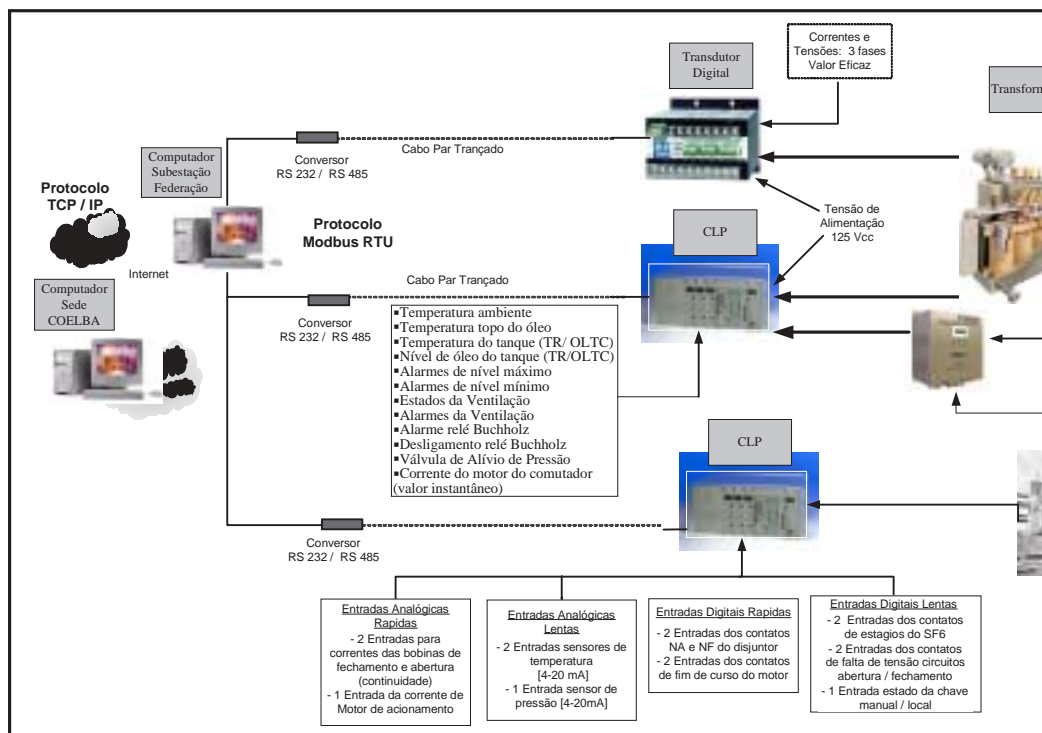


FIGURA 1 – Sistema de Monitoramento de Transformador e Disjuntor

TABELA 3

**Pontos do Disjuntor**

Descrição	Tempo de Varredura
Estado do contato NF do disjuntor (close)	1 ms
Estado do contato NA do disjuntor (open)	1 ms
Estado do relé de baixa pressão 1º estágio (alarme)	1 s
Estado do relé de baixa pressão 2º estágio (bloqueio)	1 s
Estado do fim de curso da alavanca manual	1 s
Estado do relé de falta de tensão do circuito de fechamento	1 s
Estado do relé de falta de tensão do circuito de abertura	1 s
Estado da chave de comando manual / local	1 s
Fim de curso do motor	1 ms
Temperatura ambiente	1 s
Temperatura interna painel de comando	1 s
Pressão do gás SF <sub>6</sub>	1 s
Corrente da bobina de fechamento	1 ms
Corrente da bobina de abertura (Trip1)	1 ms
Corrente de acionamento do motor	1 ms
Corrente das fases da linha	1 ms

**V. ARQUITETURA DO SISTEMA PROTÓTIPO**

**A. Servidor central de monitoramento**

Consiste em dois microcomputadores, um localizado na subestação e outro na sede da concessionária, de 2 GHz, com memória RAM de 256MB, unidade de armazenamento física de 40GB, monitor 17" com cartão AGP de interface gráfica e cartões de comunicação com saída RS-232. Nos computadores será instalado o sistema operacional Windows NT, um sistema SCADA, uma base de dados relacional, assim como um programa para análise dos dados.

No sistema protótipo, o microcomputador instalado na subestação Federação concentrará as informações provenientes dos dois subsistemas de monitoramento.

**B. Equipamentos de Aquisição de Dados**

**1) Unidade terminal remota (UTR)**

Serão utilizadas duas unidades terminais remotas, uma para o monitoramento do transformador e outra para o monitoramento do disjuntor.

Cada UTR terá 240kB de memória configurável, uma fonte de energia com alimentação 125Vcc, taxa de transmissão de dados de no mínimo 9600bps, cartão de comunicação para protocolo padronizado (ModBus RTU) com portas EIA RS-232/RS-485, cartão para entrada I/O digitais, cartão para entradas analógicas de corrente e tensão de +/- 10V ou 4-20mA com resolução de 16 bits. Deverá suportar altas temperaturas e ser adequada a ambientes com alto nível de ruído provocado pelos campos eletromagnéticos.

**C. Transdutor digital de Grandezas Elétricas**

É um equipamento digital que faz a aquisição de correntes e tensões de linha (fases A, B e C), possui entradas configuráveis para circuitos monofásicos ou trifásicos e com capacidade de medição e registro de oscilografia. A comunicação com o computador central de monitoramento é efetuada através de uma porta EIA RS 485, com protocolo padronizado (ModBus RTU). A entrada de tensão é de 0 a 600V e corrente de 0 a 7,5 A, sendo estes conectados através de transdutores aos TCs e TPs da linha. A unidade possui um intervalo de armazenamento de 1 a 720ms (36 ciclos) e uma resolução de 128 amostras por ciclo.

**D. Comunicação**

A comunicação de dados do sistema protótipo, embora não envolva um grande volume de dados, apresenta algumas peculiaridades, tais como:

- Diferentes tempos de varreduras, a maior parte dos sinais digitais e analógicos é coletada a cada segundo, enquanto que alguns poucos exigem resolução de milissegundos.
- O volume de dados a ser transmitido é pequeno na maior parte do tempo.
- Para o cálculo dos tempos envolvidos é necessário que os equipamentos de coleta de dados estejam sincronizados.

A filosofia de comunicação adotada para o sistema protótipo é a utilização de um protocolo padrão, quer seja um padrão de fato (como IEC 60870-5, DNP3.0, UCA2), quer seja um padrão industrial (como ModBus).

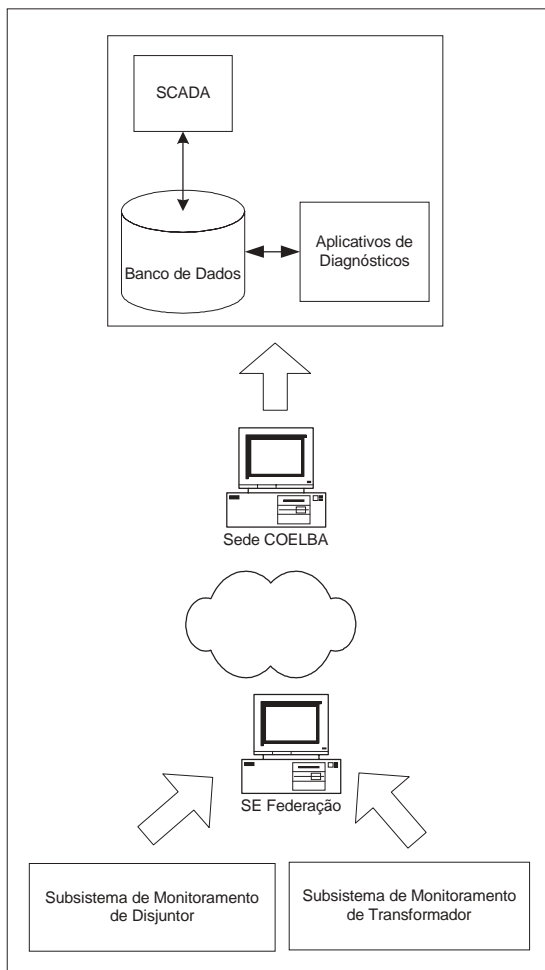


FIGURA 2 – Arquitetura Protótipo

## E. Resultados Esperados

### 1) Transformador

- Cálculo da vida útil do transformador, através do acompanhamento das temperaturas e utilizando a norma IEEE C57.91-1995;
- Monitoramento da presença de gases no transformador, através do acompanhamento da evolução da concentração de hidrogênio dissolvido no óleo isolante e da supervisão do relé de gás;
- Monitoramento da umidade no óleo isolante do transformador;

- Monitoramento do sistema de resfriamento do transformador, através do acompanhamento do correto funcionamento dos ventiladores;
- Monitoramento da estanqueidade do transformador, com acompanhamento do nível do tanque;
- Análise do funcionamento do comutador, com acompanhamento do tempo de manobra, alarme e cálculo do número de manobras.
- Oscilografia das correntes do motor do comutador para determinação do desgaste dos contatos.

### 2) Disjuntor

- Curvas de evolução da pressão dos gases ( $SF_6$  e  $N_2$ ), da pressão do óleo, da variação da temperatura;
- Oscilografia das correntes e tensões de linha proporcionada pelo medidor digital, que permite calcular de forma aproximada o desgaste dos contatos usando a relação  $I^2T$  ou  $IT$ .
- Evolução dos tempos de fechamento e abertura;
- Análise dos tempos de fechamento ou abertura dos disjuntores, através da oscilografia das correntes de fases, correntes das bobinas de fechamento ou abertura e percurso dos contatos principais;
- Análise da forma de onda das correntes de fase de fechamento ou abertura dos disjuntores;
- Evolução das formas de onda das correntes das bobinas de fechamento ou abertura dos disjuntores;
- Evolução da forma de onda da corrente do motor de acionamento do disjuntor;
- Evolução na discordância de tempo de abertura e fechamento dos contatos principais.

## VI. SUMÁRIO FINAL

Como visto o trabalho integra dois subsistemas de monitoramento (transformador e disjuntor) independentes e segue a filosofia de um sistema aberto.

A padronização dos protocolos de comunicação trará benefícios, tais como: independência do fornecedor do sensor e facilidade de substituição.

O sistema protótipo está ainda em fase de projeto, sendo as maiores dificuldades encontradas até o momento, a adaptação de sensores aos equipamentos já existentes na subestação e a documentação deficiente dos equipamentos muito antigos.

Pela própria característica do transformador, muito antigo, alguns pontos que inicialmente seriam monitorados não puderam fazer parte do protótipo, por exemplo, sinalização da válvula de alívio de pressão. Entretanto, conseguiu-se reunir os pontos mais significativos para obtenção de diagnósticos.

Outro fator que tem dificultado a especificação do sistema protótipo é a necessidade de equipamento de aquisição de dados capaz de atender ao requisito de varredura (1ms) necessário para calcular a duração da manobra.

## VII. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

- [1] SPARLING, B. D; “Transformer monitoring moving forward from monitoring to diagnostics”. Transmission and distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES, volume 2, 2001, pages 960 - 963
- [2] SOKOLOV, V; BULGAKOVA, V; BERLER, Z; “Assessment of Power Transformer Insulation Condition”, Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Conference, 2001
- [3] EPUSP. Relatórios do P&D Desenvolvimento de Equipamentos de Subestação de Distribuição. Projeto de pesquisa, financiado pela ANEEL, 2002/2003.
- [4] BRANDÃO, P; “Taxa de Falha de Transformadores de Potência 2000”. COELBA, Bahia, Julho, 2000.
- [5] COSTA, S; Técnicas de Monitoramento de Transformadores de Potência Direcionadas à Manutenção com Base nas Condições. São Paulo, 1999 Dissertação (Mestrado). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- [6] IEEE, “IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers”, IEEE Std. C57.91-1995.
- [7] POELTL, A; HAINES, M; “Experiences with condition monitoring of HV Circuit Breaker,” in Proc. 2001 Transmission and Distribution Conf., IEEE/PES, V.2 pp. 1077-1082.
- [8] Catalogs Circuit Breaker of Siemens and Schneider.
- [9] CEA Canadian Electricity Association, “On-line Condition Monitoring of Substation Power Equipment Utility Needs, Dec. 1996.
- [10] IEEE “Guide for the selection of monitoring for Circuit Breaker” IEEE Std. C37.10.1-2000.
- [11] CORBETT; J; HIGGINS, A; KELLEHER, C; “A procedure for allocating limited resources to Circuit Breaker planned maintenance,” in Session 2002 CIGRE Conf., v.13-303.

## VIII. BIOGRAFIA

**Francisco Eugênio Coelho Veiga**, nascido em Salvador, Bahia, em 30/04/56. Graduado pela Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia (Engenharia Elétrica) em 1981. Trabalha na COELBA – Cia de Eletricidade do Estado da Bahia na área de Gestão e Especificação de Equipamentos de Subestações, desde 1981. Realizou treinamentos nas empresas ABB (Alemanha), Joslyn (USA), Merlin Gerin (França), e Whipp&Bourne (Inglaterra). É Senior Member do IEEE e sócio individual do CIGRÉ, sendo membro regular dos Comitês de Estudos 12 – Transformador, 13 – Equipamentos de Manobra, e 23 – Subestações. Representante da COELBA no COBEI – CE-037.07 (Pára-raios).

**José Antonio Jardini**, nasceu em 27 de março de 1941, formado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da USP (EPUSP) em 1963. Mestre em 1970, Doutor em 1973, Livre Docente/ Prof Associado em 1991 e Professor Titular em 1999 todos pela EPUSP Departamento de engenharia de Energia e Automação Elétricas (PEA). Trabalhou de 1964 a 91 na Themag Eng. Ltda atuando na área de estudos de sistemas de potência, projetos de linhas e automação. Atualmente é professor da escola Politécnica da USP do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas onde leciona disciplinas de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. Foi representante do Brasil no SC38 da CIGRE, é membro da CIGRE, Fellow Member do IEEE, e Distinguished Lecturer do IAS/IEEE.

**Luiz Carlos Magrini** nascido em São Paulo, Brasil, 3 de Maio de 1954. Graduado pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 1977 (Engenharia Elétrica). Recebeu pela mesma instituição o título de MSc e PhD em 1995 e 1999, respectivamente. Trabalhou por 17 anos na Empresa Themag Engenharia Ltda. Atualmente, além de Professor de Universidades, faz parte, como pesquisador/ coordenador de Projetos do Grupo GAGTD na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

**Paula Suemi Dantas Kayano** nascida em Manaus, Amazonas, Brasil, em 9 de julho de 1972. Graduada pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 1995 (Engenharia Elétrica com ênfase em Energia e Automação). Recebeu pela mesma instituição o título de MSc em 1998. Trabalhou no Corpo de Engenheiros da Marinha do Brasil em projetos de sistemas elétricos de navios. Atualmente, faz parte, como pesquisadora do Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição (GAGTD) na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Membro do grupo de trabalho GTA2-23 - Monitoramento de Transformadores de Potência – do Cigré Brasil.

**Milthon Serna Silva**, nasceu em Cusco, Peru, 30 de agosto de 1972. Graduado em Engenharia Elétrica da UNSAAC em 1993. Mestre da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 2001, onde atualmente esta realizando o curso de doutorado. Ele trabalhou em projetos de construção de linha e subestações de alta tensão na Corporação GyM. No presente ele está trabalhando para GAGTD (Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição), do PEA (Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica) da EPUSP (Escola Politécnica da Universidade de São Paulo). Ele é membro do grupo de trabalho GTA2-23 CIGRE – Brazil e de IEEE.

**Yazmín Pedraza Calderón**, nascida em Bucaramanga Colômbia, em 23 de abril de 1975. Graduada em Engenharia Elétrica pela *Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones da Universidad Industrial de Santander* (Bucaramanga Colômbia). Atualmente, cursa o Mestrado na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo e faz parte do grupo GAGTD (Grupo da Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica) do PEA (Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas) da EPUSP (Escola Politécnica da Universidade de São Paulo).

**Daniel Cabrera Martínez**, nascido em Asunción, Paraguay, em 15 de junho de 1971. Graduado em Engenharia Elétrica pela *Universidade Católica de Petrópolis (Petrópolis/Rio de Janeiro)* no ano de 1995. Atualmente cursa o Mestrado na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo e faz parte do grupo GAGTD (Grupo da Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica) do PEA (Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas) da EPUSP (Escola Politécnica da Universidade de São Paulo).

# Sistema de Vídeo-Monitoramento e Controle de Subestações com Transmissão Via TCP/ IP

C.S. Yabiku e D.Fischer - CTEEP; H.K.Kiyohara, L.C.Magrini, M.Masuda, M.G.M.Jardini - GAGTD/USP

## RESUMO

Este trabalho apresenta um projeto voltado ao vídeo-monitoramento de equipamentos em subestações. Um protótipo deste sistema foi montado na subestação de Bom Jardim da CTEEP. Neste projeto, embora o sistema permita o monitoramento de qualquer um dos equipamentos da subestação, optou-se num primeiro momento em utilizá-lo para acompanhar o funcionamento de chaves seccionadoras, por apresentarem elevada taxa de falhas durante as manobras.

No caso de subestações desassistidas a CTEEP utiliza a comunicação através de rádio, onde a capacidade de transmissão de dados costuma ser muito baixa. Esta taxa limita o sistema em dois aspectos: (1) necessidade de formato de imagem com uma boa taxa de compressão, já que o tamanho da imagem é proporcional a sua qualidade (e uma boa qualidade é necessária); e (2) redução do número de imagens enviadas ao operador, limitadas a apenas aquelas que identifiquem os eventos elétricos ocorridos na subestação. O protocolo de comunicação adotado é o TCP/IP, onde será verificado o seu desempenho na transmissão de imagens em condições de subestação desassistida.

## PALAVRAS-CHAVE

Câmera, imagem, monitoramento, PTZ, seccionadora, TCP/IP.

## I. INTRODUÇÃO

Usualmente as concessionárias fazem o acompanhamento remoto dos estados dos equipamentos, medições, bem como o controle à distância de suas subestações através de sensores e dispositivos inteligentes. A partir das informações e sinais de alarmes fornecidos por estes equipamentos, o operador deve tomar as ações necessárias de forma a operar, corrigir ou prevenir falhas no sistema elétrico. No caso das subestações desassistidas entretanto, este procedimento pode ser insuficiente para permitir a operação segura do sistema elétrico. O recurso de visualização de imagens de áreas (ou equipamentos) de interesse na subestação também pode representar uma fonte importante de informações para o operador. Outra vantagem da câmera é a posição estratégica na sua instalação: enquanto

um ser humano deve manter distâncias seguras dos equipamentos de alta tensão e seu ângulo de visão pode ser prejudicado na inspeção de equipamento vivo, a câmera pode ser instalada próxima ao equipamento, e alguns tipos ainda permitem movimentos de pan (horizontal), tilt (vertical) e zoom, que são recursos que podem ser também utilizados remotamente.

Na CTEEP a utilização de câmeras é dificultada pois muitas das subestações desassistidas utilizam canais de comunicação por rádio de baixa velocidade (9,6 kbps). Esta taxa é insuficiente para a transmissão em tempo real das imagens oriundas de uma só câmera instalada na subestação. A solução adotada foi a de vincular a transmissão apenas aos eventos ocorridos no sistema elétrico, que no protótipo ficou limitado a abertura de uma chave seccionadora. O protocolo de comunicação tanto para imagens como para ações de controle da câmera será o TCP/IP, onde será estudado seu desempenho e viabilidade frente aos limites impostos pela taxa de transmissão disponível.

## II. PADRÕES DE IMAGEM

Nos sistemas de monitoramento patrimonial a gravação em fita cassete tradicional foi substituída pelo processo digital. Esta mudança se deu graças às vantagens em termos de qualidade, praticidade, custo e principalmente pelo volume de armazenamento e mídia (HD, CD-ROM, DVD, DAT). Contudo, a gravação contínua de imagens de vídeo é um processo que demanda grandes quantidades de memória. Quanto melhor for a definição de uma imagem, maior será o consumo de memória. Para minimizar as necessidades de espaço e armazenamento, técnicas de compressão de imagens são utilizadas. Esses algoritmos de compressão podem ser implementados tanto por hardware quanto por software, sendo que os padrões de imagem abertos que hoje apresentam a melhor taxa de compressão mas mantendo uma boa definição da imagem são o Wavelet e o MPEG. Estes algoritmos permitem que imagens em formato bitmap de 1Mb de tamanho, sejam reduzidos a menos de 30 kB, em alguns casos. Neste trabalho enfatizamos o estudo destes padrões em função da baixa taxa de transmissão proporcionado pelo canal de comunicação entre a subestação desassistida e o centro de operações.

### A. WAVELET

Os Wavelets são funções matemáticas usadas para representar sinais de onda.

Semelhante ao cálculo de Fourier onde os sinais são representados em termos de senos e cossenos, o Wavelet é composto por uma forma de onda de comprimento limitado e

C. S. Yabiku (Engenheiro Especialista, Gerente do Projeto), trabalha na CTEEP (Companhia de Transmissão Paulista (cyabiku@ctEEP.com.br)

D. Fischer (Engenheiro Especialista), trabalha na CTEEP (Companhia de Transmissão Paulista (dfischer@ctEEP.com.br)

H. K. Kiyohara (MSc, Engenheiro) trabalha no GAGTD da EPUSP/PEA (kiyohara@pea.usp.br)

L. C. Magrini (PhD, Coordenador do projeto) trabalha no GAGTD da EPUSP/PEA (magrini@pea.usp.br)

M. Masuda (Engenheiro) trabalha no GAGTD da EPUSP/PEA (massuda@pea.usp.br)

M.G. M. Jardini (Msc, Engenheiro) trabalha no GAGTD da EPUSP/PEA (mjardini@pea.usp.br)

valor médio igual a zero [8]. O Wavelet é composto por famílias de formas de ondas, dentre as quais se destacam as de Daubechies, Haar, a Mexican Hat, Moilet, Coiflets, entre outros [6] [8]. Conforme o problema que se deseja resolver escolhe-se a família de formas de onda mais adequada. Por exemplo, as formas de onda de Daubechies são usadas para estudo de sinais polinomiais, enquanto Mexican Hat é usado para tratamento de imagens e Haar, por ser a mais simples (formato em degrau), é usado para fins educacionais [6].

Entre as suas vantagens estão:

- sinais não-periódicos são melhor analisados em Wavelet do que pelos métodos Fourier (transformada rápida e discreta);
- pequenas variações de sinal são mais evidenciadas, tornando-o uma ferramenta útil em estudos preditivos.
- Os sinais podem ser analisados em diferentes faixas de tempo, conforme os níveis de descontinuidades em cada faixa, o que otimiza a compressão do sinal.

No tratamento de imagens, o método comumente adotado é o de se analisar primeiro a imagem em linhas e depois em colunas. Este método facilita a sua compressão e permite que seja convertido novamente na imagem original sem perda da qualidade. Na figura 1 é apresentada a decomposição de uma imagem através das componentes horizontal e vertical em Wavelet [8].

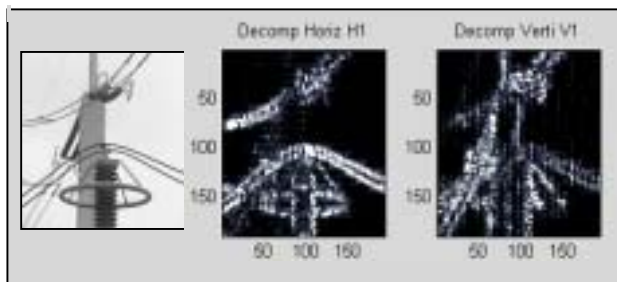


FIGURA 1 - Análise Wavelet de imagem bidimensional

Dentre as aplicações do Wavelet estão a compressão de imagem e sinais, a redução de ruídos, a previsão de terremotos, reconhecimento da fala, uso em radares, etc. [6].

## B. MPEG

MPEG (Moving Picture Experts Group ou Grupo Especialista de Imagens em Movimento) é um padrão aberto desenvolvido pela ISO/IEC, organismos internacionais de padrões.

No MPEG, o vídeo não é formado por uma seqüência de quadros. De forma a reduzir o consumo de memória são utilizados 'inter-quadros' que informam as variações ocorridas de imagem ao longo do tempo. Este processo é chamado de 'codificação inter-quadros' [11].

Outra vantagem neste padrão é a capacidade de unir vídeo, áudio e outros tipos de dados em um único pacote e executá-los de forma simultânea e sincronizada sem erros. Este processo é chamado de multiplexação. No MPEG é possível multiplexar 32 sinais de áudio e 16 de vídeo simultaneamente. [11].

O MPEG utiliza quatro tipos distintos de codificação de imagem:

- intra-código (I) - codificação apenas da própria imagem;
- preditivo (P) - imagem codificada a partir de I passado ou P através de um processo chamado 'predição de movimento compensado'.
- bidirecional preditivo (B) - utiliza o mesmo processo de P, considerando o passado e/ou futuro de I ou P.
- Cosseno direto (D) - codificação que utiliza o método de cosseno direto. Este método, quando utilizado, melhora o desempenho do vídeo.

O MPEG utiliza também o método de compressão de Huffman (chamado também de código mínimo) e o padrão de codificação de cores YCrCb.

## III. PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO TCP/IP

Os protocolos TCP/IP (Transmission Control Protocol / Internet Protocol) surgiram com o desenvolvimento da internet, um sistema de interligação de redes a nível mundial, tornando possível o tráfego e a comunicação entre diferentes tipos de computadores através de diferentes meios (conexão telefônica, fibra ótica, satélite). Na figura 2 pode ser vista a estrutura da arquitetura TCP/IP segundo o padrão OSI/ISO, definida através de 4 camadas [9], que são:

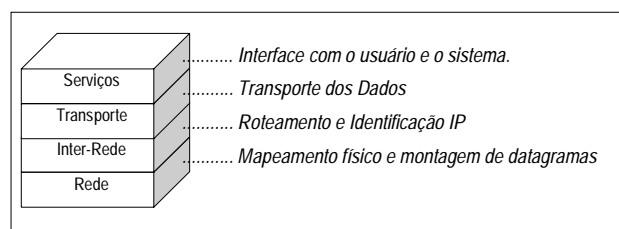


FIGURA 2 - Arquitetura TCP/IP

- i) Camada de rede - é a camada que faz o mapeamento da rede física. Ela converte os dados em pacotes ou datagramas, que serão posteriormente enviados pela camada de Inter-Rede. Numa rede Ethernet, por exemplo, cada computador possui um único endereço físico, que permite a troca de mensagens entre computadores. Esta rede é chamada de rede local de computadores.
- ii) Camada de inter-rede - nesta camada há a identificação lógica do computador através do seu endereço IP. Ela faz também o roteamento dos dados, definindo o caminho que os dados devem seguir entre as redes até o seu destino, o que reduz o problema de tráfego dos dados. O roteamento e a identificação lógica (IP) permitem que os dados trafeguem através de diferentes arquiteturas físicas.
- iii) Camada de transporte - gerencia o fluxo dos dados, faz o controle de erros e falhas, a sequenciação e a multiplexação no envio dos pacotes. Faz parte desta camada o protocolo TCP e UDP (user datagram protocol).
- iv) Camada de serviços - faz a camada de interface entre a rede e o usuário, fornecendo serviços de comunicação com a rede. Alguns protocolos conhecidos são: ftp, http, telnet, dns, etc.

Em subestações desassistidas, onde se espera que este projeto tenha maior uso, a taxa de transmissão de dados é bastante baixa, chegando a 9,6 kbps. Naturalmente, o tráfego de imagens e de comandos para movimentação pan-tilt-zoom da câmera fica então bastante prejudicado. Assim, optou-se por utilizar a arquitetura TCP/IP na transmissão de imagens e

dados da subestação desassistida até o operador.

#### IV. DESENVOLVIMENTO DO PROJETO.

##### A. Avaliação dos Sistemas Comerciais

Para o desenvolvimento do sistema de monitoramento, foi feita uma ampla pesquisa de mercado analisando a tecnologia hoje disponível na área de segurança patrimonial, por ser esta a área que se utiliza mais intensamente dos recursos de visualização de imagens por câmeras, bem como da conversão do sinal analógico das imagens em sinal digital e da compressão de imagens de vídeo. As soluções fornecidas pelas empresas foram analisadas segundo as necessidades do projeto e podem ser vistas na Tabelas 1 (para os produtos Gerenciadores) e 2 (para as câmeras). Algumas das dificuldades encontradas foram:

- i) gravação das imagens de vídeo em formato proprietário (Imagem FP) ao invés de aberto (Imagem FA), como MPEG, wavelet, entre outros;
- ii) equipamentos de gravação. Existem os Integrados (GI), que são gravadores que já possuem o HD embutido e onde a conversão digital e compressão das imagens de vídeo é feita por hardware, e as Placas de Vídeo (PV), que são colocadas no PC e utilizam o HD do computador. Neste caso a compressão das imagens é feita por software. No primeiro, há restrições quanto ao acesso às imagens de vídeo, enquanto que no segundo, por estar acoplado a um PC, há a possibilidade de se desenvolver programas para acessar as imagens de vídeo gravadas pelo gerenciador.
- iii) Softwares fechados (SF) que não permitem desenvolver funções ao sistema. Uma das razões apontadas é a de garantir a integridade das imagens para uso legal.

**TABELA 1**

##### Análise dos gerenciadores

Gerenciador	Vantagens	Desvantagens
Geovision	PC e Imagem FA	SF
Phillips	Compressão de vídeo maior que 100:1.	SF, Imagem FP e GP
Panasonic	Imagem FA	SF, Imagem FP e GP
Cosmos	PC e Compressão maior que 50:1	SF, Imagem FP
Sensormatic	PC	SF, Imagem FP
Miran	PC	SF, Imagem FP
Deggy	PC	SF

**TABELA 2**

##### Análise das câmeras

Produto	Características
Pelco Esprit	BR, DN, CL, PTZ, LF, PP, Tilt Positivo, CG, FA
Pelco Dome	BR, DN, CL, PTZ, LF, PP, CG, FA
Panasonic Dome	BR, DN, CL, PTZ, LF, CG, FA
Panasonic Fixa	BR, DN, CL, CF, LF,
Phillips Dome	BR, DN, CL, PTZ, LF, PP, CG, FA
Phillips Fixa	BR, DN, CL, CF, LF, CG
Sensormatic Dome	BR, DN, CL, PTZ, PP, CG, FA
Miran Dome	BR, DN, CL, PTZ, LF, PP, CG, FA
Miran Fixa	BR, DN, CL, CF, CG
Deggy Dome	BR, DN, CL, PTZ, PP, CG
Deggy Fixa	BR, DN, CL, CF, LF, CG

Nomenclatura: Bom Nível de Resolução (BR) / Uso dia/noite (DN) / Compensação de Branco (CL) / Câmera Fixa (CF) / Câmera com movimentação pan, tilt e zoom (PTZ) / Compensação de

Luz de Fundo (LF) / Programação de Presets - para câmeras com PTZ (PP) / Controle Automático de Ganho (CG) / Foco Automático (FA)

Ao final o gerenciador que melhor atendeu às necessidades do projeto foi o Geovision e a câmera escolhida foi a Pelco Esprit.

##### B. ESPECIFICAÇÃO DO SISTEMA

O projeto foi desenvolvido visando ao funcionamento contínuo do sistema, adequado a subestações desassistidas. No caso dos equipamentos mantidos em campo (a câmera e transceiver) era importante que fossem resistentes às diferentes condições climáticas e que mantivessem a qualidade das imagens para qualquer condição de luminosidade.

O protótipo do sistema de monitoramento desenvolvido pode ser dividido em 4 partes principais:

- i- Aquisição de imagens - formada pela câmera, deve apresentar proteção contra variações climáticas, dado o seu uso em ambiente externo. Deve ser do tipo CCD (Charged Coupled Device) por apresentar melhor qualidade, sensibilidade a variações de luz e menor interferência a ruídos em relação às câmeras tradicionais do tipo CMOS (Complementary Metal Oxide Semi-conductor). Outro recurso disponível na câmera é chamado de pan-tilt-zoom (PTZ) que permite a movimentação e o zoom da câmera. Foi escolhida uma câmera do tipo Esprit, que possibilita executar movimentos de 360º na horizontal e de 130º na vertical. Bem posicionada, o recurso PTZ é bastante útil para grandes ambientes, como é o caso de uma subestação.
- ii- Gerenciador Local da câmera - as imagens oriundas da câmera devem ser convertidas em formato digital e armazenadas. Utilizou-se um sistema comercial de vigilância patrimonial devido aos recursos de controle da câmera, conexão de alarme e controle de compressão das imagens armazenadas. O armazenamento de imagens em formato aberto foi um fator essencial na definição do produto.
- iii- Transmissão das imagens e dados - as operações nos equipamentos de alta tensão que existem dentro da subestação geram interferências que prejudicam a qualidade das imagens. Como a câmera deve estar próximo aos equipamentos e o gerenciador em um local abrigado, eles estarão distantes entre si, e portanto sujeitos a estas interferências. Para garantir a qualidade do sinal são instalados transceivers que irão converter o sinal elétrico em sinal luminoso, e este sinal será transmitido através de um cabo de fibra ótica. Por ser imune a interferências elétricas ele pode ser passado através das canaletas que existem no pátio da subestação.
- iv- Gerenciador Remoto - o gerenciador remoto irá receber apenas as imagens e os dados mais importantes enviados pelo Gerenciador Local devido a baixa taxa de transmissão. O Gerenciador Remoto deve ser capaz também de executar operações pré-determinadas no gerenciador local.

O diagrama indicando a estrutura do sistema pode ser

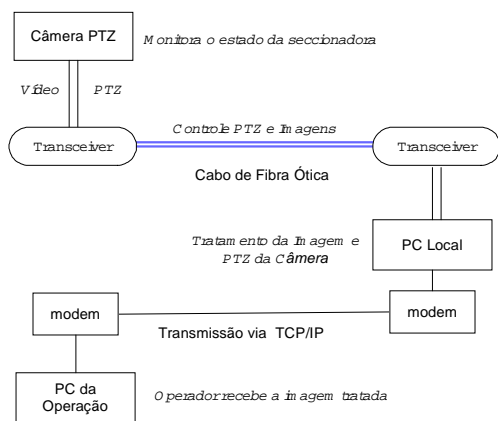


FIGURA 3 Estrutura do sistema de monitoramento

### C. Análise das Imagens

O vídeo com as imagens das chaves seccionadoras vindas da câmera são convertidas em meio digital e armazenadas no PC Local pelo gerenciador. Quando ocorre a abertura da chave seccionadora que está sendo monitorada, o protótipo irá separar uma das imagens do vídeo e enviá-la via TCP/IP à operação.

## V. CONCLUSÕES

O projeto continua em andamento na subestação de Bom Jardim na CTEEP e no GAGTD na USP. O protótipo está sendo desenvolvido em laboratório na USP, e em breve está prevista sua implantação definitiva na subestação. Testes de movimentação da câmera, zoom, armazenamento de imagens e qualidade e formato das imagens estão sendo analisados. Na subestação já está montada a infra-estrutura necessárias ao projeto (pontos de alimentação, colocação dos cabos de fibra ótica, os transceivers, a caixa de proteção dos equipamentos que ficarão sujeitos a intempéries, a instalação de modems locais).

O foco principal de monitoramento são chaves seccionadoras que operam quando há a transferência de carga entre as barras I e II da subestação. Além disso, há também a preocupação quanto ao desempenho da comunicação via TCP/IP do ponto local e o centro de operações. A expectativa de conclusão do projeto é para agosto de 2003.

## VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Periódicos:

- [1] Kaneda, K., Nakamae et al., An Unmanned Watching System Using Video Cameras, IEEE Computer Applications in Power, April 1990, pg 20 ~ 24.
- [2] Thiel, G., Automatic CCTV Surveillance - Towards the VIRTUAL GUARD, IEEE AES Systems magazine, July 2000.
- [3] Stubbington, B, Keenan, P., Intelligent Scene Monitoring; Technical Aspects and Practical Experiences, IEEE, 1995, pg 364 ~ 375.
- [4] Kami, H, Kurashige, T and al., A NETWORK MPEG CAMERA, IEEE, 1999, pg 82 ~ 83.
- [5] Greiffenhagen, M, Comaniciu, D. et al., Design, Analysis, and Engineering of Video Monitoring Systems: An Approach and a Case Study", Proceedings of the IEEE, vol. 89, no. 10, October 2001.
- [6] Graps, A, An Introduction to Wavelets, IEEE, Computational Science and Engineering, Summer 1995, vol2, num2.
- [7] Chan, T.M., Pang, S.L. and al., "Intelligent Power Substations -

Monitoring Through Computerised Imaging", APSCOM-97, November 1997, pg 321 ~ 326.

- [8] Hsiao, P., Kung, H.T. and Tan, K., Video over TCP with Receiver-based Delay Control, NOSSDAV 2001, June 2001, pp. 199 ~ 208.
- Livros:
- [9] Mathworks, MATLAB Image Processing Toolbox, manual 1998.
  - [10] M. Misiti, Y. Misiti and al, Wavelet toolbox :for use with Matlab, The Mathworks Inc, 1996.
  - [11] J. Casad and B. Willsey, Aprenda TCP/IP em 24 horas, Editora Campus, 1999, 380 pg.
  - [12] C. A. Lindley, Practical Image Processing in C, John Wiley & Sons, 1991, 554 pg.
  - [13] C. W. Brown and B. J. Shepherd, Graphics File Formats / Reference and Guide, Manning Greenwich, 1995, 472 pg.

## VII. BIOGRAFIA

**Celávro Shigemoro Yabiku** nascido em Passaquatro, MG, Brasil, em 15 de Agosto de 1949. Graduado pela Faculdade de Engenharia Industrial em 1976 como Engenheiro Eletrônico/Eletricista. Trabalhou como Engenheiro Elétrico na CTEEP (Companhia de Transmissão Paulista) em projetos na área de Telecomunicações e Supervisão. Atualmente trabalha como Engenheiro Especialista na CTEEP na área de Sistemas de Supervisão e Automação.

**Daniel Fischer** nascido São Roque, SP, Brasil, em 21 de Agosto de 1956. Graduado pela Faculdade de Engenharia de Sorocaba como Tecnólogo em Processos de Produção em 81 e Projetos Mecânicos em 83 e como Engenheiro Eletrônico em 1995. Trabalhou nas empresas Andrew Antenas Ltda e na Moto Peças S.A. como projetista e na KMP Pirelli como projetista / encarregado de projetos. Desde 1995 trabalha na CTEEP, onde ocupa atualmente o cargo de Engenheiro Especialista na área de Sistemas de Supervisão e Automação.

**Humberto Katsuo Kiyohara**, nascido em São Paulo, SP, Brasil, em 22 de janeiro de 1971. Graduado pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 1995 (Engenharia Elétrica com ênfase em Energia e Automação). Recebeu pela mesma instituição título de MSc em 1999. Atualmente trabalha como Engenheiro pesquisador no GAGTD (Grupo da Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica) do PEA (Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas) da EPUSP (Escola Politécnica da Universidade de São Paulo).

**Luiz Carlos Magrini** nascido em São Paulo, Brasil, 3 de maio de 1954. Graduado pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 1977 (Engenharia Elétrica). Recebeu pela mesma instituição o título de MSc e PhD em 1995 e 1999, respectivamente. Trabalhou por 17 anos na Empresa Themag Engenharia Ltda. Atualmente, além de Professor de Universidades faz parte, como pesquisador/ coordenador de Projetos, do Grupo GAGTD na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

**Mauricio George Miguel Jardini**, nascido em São Paulo, Brasil, 18 de outubro 1971. Graduado em Engenharia Elétrica pela Escola da Engenharia Mauá em 1995. MSc na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 1998, onde fez exame e realiza o curso de PhD. Pós graduado pela Fundação Vanzolini da Universidade de São Paulo em Administração Industrial, 2001. Trabalhou em Projetos de Plataformas de Petróleo e Petroquímicas no departamento de engenharia da empresa SETAL Engenharia. Trabalha atualmente no GAGTD (Grupo da Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica) do PEA (Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas) da EPUSP (Escola Politécnica da Universidade de São Paulo).

**Mario Masuda**, nascido a 25 de junho de 1948 em Tupã, São Paulo, Brasil. Formado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (EPUSP) em 1973. Trabalhou de 1973 a 91 na Themag Eng. Ltda atuando na área de estudos de sistemas de potência e estudos e projetos de linhas. Trabalhou de 1991 a 1997 como autônomo executando projetos, supervisionando e ministrando curso de instalação de cabos de fibras ópticas em Linhas de Transmissão (OPGW). De 1997 a 2002 trabalhou na Furukawa Empreendimentos e Construções Ltda em projetos, supervisão e instalação de cabos de fibras ópticas em linhas de transmissão (OPGW). Atualmente trabalha como pesquisador pelo grupo GAGTD na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

# Sistema Integrado de Supervisão e Coordenação Hidrotérmica de Geração

E. B. Spier, T. T. dos Santos, F. A. B. Lemos, S. L. Haffner (PUCRS );  
C. J. de Quadros (Eletrocar) e E. Knorr (Hidropan<sup>1</sup>)

## RESUMO

Neste trabalho são apresentados os resultados parciais obtidos pelo desenvolvimento de um projeto de P&D firmado entre a PUCRS e as empresas de distribuição Hidroelétrica Panambi S. A. (Hidropan) e Centrais Elétricas de Carazinho S. A. (Eletrocar). O objetivo final desse projeto é o desenvolvimento de uma ferramenta computacional integrada de supervisão e despacho diário de usinas conectadas em sistemas de distribuição a ser instalado em ambas empresas. Como resultado serão apresentados neste artigo a performance do algoritmo que calcula o despacho das usinas do sistema da Hidropan e a estrutura do aplicativo de supervisão.

## PALAVRAS-CHAVE

Coordenação Hidrotérmica, SCADA, Pequenas Centrais Hidrelétricas, Programação Dinâmica.

## I. INTRODUÇÃO

As mudanças acontecidas nas últimas décadas trouxeram novos desafios ao setor elétrico mundial. Palavras como desregulamentação, privatização, desverticalização, produtores independentes e mercado competitivo passaram a fazer parte do dia a dia do setor elétrico. A este conjunto de definições somou-se o termo *Geração Distribuída (GD)*. A GD dentro de um ambiente desregulamentado e competitivo passou a apresentar-se com uma solução técnica e economicamente viável, despertando interesse de produtores independentes (PIE) e renovou o interesse em operar geradores em paralelo nos sistemas de distribuição, uma vez que várias indústrias são auto-suficientes em energia e dispõem de sobras que podem ser comercializadas.

O fornecimento de energia com requisitos de qualidade, confiabilidade e continuidade é uma exigência cada vez maior por parte dos consumidores e a agência reguladora (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL). Atualmente, as empresas devem buscar a sua eficiência operacional do ponto de vista técnico e econômico, e adicionalmente, devem atender a

padrões de operação impostos pela ANEEL, tais como níveis de tensão (Resolução nº505/ 2001), níveis de continuidade (Resolução nº024/2000). Soma-se a isto a questão econômica financeira da compra de energia através de contratos de energia e demanda com as empresas supridoras pelas pequenas distribuidoras, exigidos pela publicação da Resolução nº236/2003, além da compra de energia de PIE conectados nos próprios sistemas de distribuição.

Com a aprovação da Resolução nº236/2003, a empresa é vista como um consumidor de serviço público pelo sistema supridor, deverá contratar um valor de energia, mas passará a pagar pelo valor de energia medida, com um faixa de variação de 85% a 115% do valor contratado, além de contratar também um valor de demanda. Esta Resolução ainda determina, caso a empresa de distribuição ultrapassar o valor da demanda em mais de 10% do valor contratado, uma penalização que consiste na cobrança de uma tarifa de ultrapassagem correspondente a três vezes a tarifa de demanda contratada em relação ao montante ultrapassado. Em relação à energia contratada, se a energia medida mensalmente na subestação da empresa estiver fora da variação permitida pela ANEEL, os valores excedentes serão submetidos ao preço médio mensal do Mercado Atacadista de Energia (MAE) de duas formas diferentes. Caso o valor medido de energia estiver abaixo de 85%, a diferença em relação a este valor será creditada na fatura da empresa pelo preço médio mensal publicado pelo MAE para o submercado do sistema suprido. Caso o valor de energia medida estiver acima de 115%, a diferença em relação a este valor será debitada na fatura também pelo preço médio mensal publicado pelo MAE para o submercado do sistema suprido.

Sendo assim, a utilização de sistemas computacionais que permitam monitorar o sistema em tempo real e simular condições de despacho de centrais de geração distribuída inseridas em um sistema de distribuição, considerando como restrição as aflúncias dos cursos d'água, o preço de energia de produtores independentes e o custo de energia e demanda do supridor, são cada vez mais indispensáveis dentro de um contexto de competição e aumento de produtividade técnica-econômica das empresas de energia elétrica.

Na literatura especializada existe um grande número de estudos sobre o despacho econômico dos geradores de grande porte conectados em sistemas de energia, sempre em nível de transmissão e de sistemas de supervisão para sistemas de energia localizados em grandes áreas geográficas e com o objetivo de coletar um número significativo de

<sup>1</sup> Este trabalho foi financiado pelas Empresas Hidroelétrica Panambi S/A e Centrais Elétricas de Carazinho S/A, como parte dos seus programas de P&D.

E. B. Spier e T. T. dos Santos são pesquisadores do Grupo de Sistemas de Energia Elétrica (GSEE) da PUCRS. (e-mail: spier@ee.pucrs.br, tiagots@ee.pucrs.br).

S. L. Haffner e F. A. Becon Lemos são Professores da PUCRS. F. A. Becon Lemos é Coordenador do GSEE e do projeto de P&D. (e-mail: haffner@ee.pucrs.br, lemos@ee.pucrs.br).

C. J. de Quadros é engenheiro da ELETROCAR.

E. Knorr é engenheiro da empresa Hidropan e mestrando do GSEE. (e-mail: eduardo@hidropan.com.br)



dados e integrar equipamentos relativamente complexos. A referência [1] apresenta uma revisão bibliográfica contendo os principais artigos publicados de 1977 à 1988 sobre despacho ótimo, abordando 4 áreas distintas (fluxo de potência ótimo, controle automático de geração, despacho dinâmico e despacho econômico utilizando geração não convencional). Existem relativamente poucas publicações em relação ao problema de despacho de usinas de pequeno porte conectadas a sistemas de distribuição.

Neste sentido o Grupo de Sistemas de Energia Elétrica (GSEE) da PUCRS e as empresas Hidropan e Eletrocar estão desenvolvendo, através de um projeto de pesquisa e desenvolvimento, uma solução para otimizar o desempenho eletro-energético do sistema de distribuição da Hidropan. O projeto consiste de duas etapas básicas:

- implementação de uma estrutura de aquisição de informações remotas e desenvolvimento de um aplicativo computacional para tratamento e validação dos dados utilizando uma ferramenta de programação baseado na filosofia SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) para tratamento dos dados recebidos na Central de Operação do Sistema (COS);
- Implementação de técnicas de alocação de unidades considerando um despacho ótimo de geração distribuída e compra de energia do supridor.

Esse artigo apresenta a estrutura do aplicativo de supervisão e a performance do algoritmo que calcula os despachos das usinas do sistema da Hidropan, sendo estruturado da seguinte forma: a Seção 2 apresenta uma revisão geral sobre o assunto de Coordenação Hidrotérmica e supervisorio; a Seção 3 apresentará a estrutura do sistema supervisorio do sistema de distribuição; a Seção 4 apresenta os resultados obtidos pelo algoritmo de despacho das usinas em relação ao software GAMS; a Seção 5 apresenta as conclusões sobre resultados obtidos até aqui neste projeto de P&D.

## II. REVISÃO GERAL

Nesta seção será apresentado uma revisão geral abordando os assuntos de Supervisorio e da técnica de Coordenação Hidrotérmica.

### A. Sistema Supervisorio

Aplicações SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) destinadas para sistemas de energia começaram a ser desenvolvidas na década de 60, e desde então inúmeras evoluções ocorreram nesta filosofia de arquitetura computacional. No início da década de 90, a filosofia de arquitetura computacional evoluiu de um sistema de processamento centralizado baseado em computadores centrais de grande porte (Main-Frames), para uma estrutura descentralizada baseada em redes de comunicação de computadores do tipo PC[2].

Aplicações SCADA se caracterizam por abranger extensas áreas geográficas, coletar um número significativo de dados e integrar equipamentos relativamente complexos [3]. Outra característica importante desses sistemas é a possibilidade de compor um histórico, armazenado em banco de dados, do comportamento do sistema nos últimos anos.

Durante alguns anos, sistemas computacionais SCADA eram utilizados apenas por empresas de grande porte, devido ao seu elevado custo de implantação e manutenção. Este elevado custo era justificado pelo fato desses sistemas necessitarem de um grande número de pontos de aquisição de dados distribuídos em uma vasta área geográfica, envolvendo assim, equipamentos de alta tecnologia responsáveis por coletar informações do sistema elétrico e suportar a comunicação de dados a longa distância. Para a integração destes dados remotos à uma plataforma computacional responsável pelo tratamento, armazenamento e disposição dos dados ao operador do sistema, eram necessárias ferramentas computacionais de difícil programação e utilização. Isso tornava a expansão e a manutenção da plataforma uma tarefa complexa, capaz de ser realizada apenas por pessoas altamente qualificadas. Porém, diante do grande avanço tecnológico ocorrido nos últimos anos nas áreas da computação, eletrônica e tecnologia da informação, bem como a significativa queda dos preços devido a produção em massa desses equipamentos, está se tornando possível a implantação destes sistemas computacionais que auxiliem pequenas empresas do setor elétrico ao uso racional de seus recursos energéticos e consequentemente seu recursos econômicos.

### B. Coordenação Hidrotérmica

A coordenação hidrotérmica consiste em determinar os níveis de geração de energia elétrica adequada para atender à demanda mais as perdas de um sistema, quando existe a presença de unidades geradoras movidas à energia térmica e hidráulica interligadas eletricamente. A solução deste problema deve proporcionar o atendimento de uma demanda comum e determinar a combinação ótima dos geradores térmicos a serem ligados e seu nível de geração, bem como o planejamento hidrelétrico para essa situação [4], buscando minimizar o custo de produção do sistema. Desta forma, busca-se determinar estratégias de geração das usinas hidrelétricas do sistema, através de um planejamento do uso da água [5], com a finalidade de minimizar o custo de produção proveniente das usinas termelétricas do sistema ao longo do período de planejamento.

O custo de produção de energia elétrica proveniente de geradores hidrelétricos geralmente não é levado em conta no problema de coordenação hidrotérmica [6]. Em outros estudos podem ser considerado um custo de partida e desligamento desse tipo de gerador [7].

Entre as principais técnicas utilizadas para solucionar o problema exposto acima encontram-se [8]:

- Programação Dinâmica;
- Relaxamento Lagrangeano;
- Programação Linear.

O algoritmo implementado para determinação da coordenação das usinas conectadas no sistema de distribuição das empresas Hidropan e Eletrocar utiliza o método de Programação Dinâmica. A Seção 2.1 apresenta uma breve revisão de Programação Dinâmica.

### 1) Programação Dinâmica

A Programação Dinâmica (PD) foi desenvolvida nos anos 50 por Richard Bellman [9]. A PD é uma técnica enumerativa de procura de ponto ótimo de um problema de otimização, que transforma um problema complexo numa seqüência de problemas simples, dividindo assim o problema numa série de sub problemas, onde as decisões dos sub problemas anteriores foram armazenadas, para serem associadas à sub problemas atuais, os quais devem constituir uma trajetória ótima para sair desse último sub problema. Isto faz com que o problema seja resolvido do fim para o início.

A Programação Dinâmica pode também ser utilizada para solucionar o problema de Coordenação Hidrotérmica. Para esse caso, o número de subproblemas criados também será em função do número de intervalos do período de planejamento em estudo. Como nesse problema se deseja determinar o uso mais adequado da água dos reservatórios das usinas hidrelétricas, a Programação Dinâmica, pode ser utilizada para determinar o caminho ótimo a ser percorrido pelos valores de volume do reservatório de cada usina.

## III. SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS REMOTOS

A rede de aquisição de dados remotos foi desenvolvida para tornar possível a comunicação entre o aplicativo computacional SCADA e 05 pontos remotos que contém informações importantes sobre o comportamento do sistema de geração e distribuição da empresa. Estes 05 pontos são constituídos de 03 Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs), 01 subestação que interliga o sistema de distribuição da Hidropan ao sistema supridor e 01 consumidor com capacidade de geração própria. Os dados elétricos disponíveis em cada um desses 05 pontos são fornecidos por medidores eletrônicos de energia elétrica através de uma saída serial de usuário padrão ABNT [10], onde é possível obter-se as seguintes informações: número de segundos até o fim do intervalo de demanda atual, indicador de fatura, segmento horo-sazonal (ponta, fora de ponta e reservado) e número de pulsos de energia ativa e reativa desde o início do intervalo de demanda ativa atual.

Para a integração das informações disponibilizadas pelos medidores ao sistema computacional SCADA, utilizou-se um Controlador Lógico Programável (CLP). Este CLP é constituído de uma Unidade Central de Processamento (UCP), de uma interface serial de comunicação com suporte ao protocolo especificado em [10], e de uma interface de comunicação Ethernet-TCP/IP chamada de WebGate. Nos três pontos onde existem PCH's, é integrado ao CLP uma terceira interface, que se responsabiliza pela coleta das informações de nível da barragem.

A interface serial de comunicação se responsabiliza pela integração entre a UCP e o medidor eletrônico. Na UCP é carregado um programa, escrito em linguagem Ladder, que configura o modo de operação da interface serial e executa a coleta e o armazenamento dos dados em tabelas de memória que são acessas pelo software SCADA. A UCP apresenta um canal de comunicação serial que utiliza o protocolo ALNETII, o qual possibilita de operações de escrita e leitura em elementos de memória da UCP. A esse canal serial ALNETII está conectado o WebGate, que realiza o empacotamento do protocolo ALNETII em TCP/IP – *Ethernet*. O WebGate necessita uma configuração independente, onde se configura o seu modo de operação e o seu endereço IP na rede *Ethernet*. O canal *Ethernet* que sai do WebGate é convertido para *Ethernet Wireless* através de um equipamento conhecido como *Ethernet Converter*, sendo que na sua saída existe uma antena  $\frac{1}{2}$  parabólica de grade com ganho de 24db, a qual possibilita a comunicação a longa distância. A antena é direcionada a um ponto centralizador (Access Point), o qual realiza a interface entre os pontos remotos e a rede de computadores na COS da Hidropan. Para os casos onde existe um obstáculo físico entre a antena do ponto remoto e o ponto centralizador, se torna necessário a existência de uma repetidora para contornar tal obstáculo. A representação deste sistema está apresentado na Figura 1.

O sistema SCADA é capaz de acessar os pontos remotos através do endereço IP configurado em cada WebGate. Dessa forma o acesso via rede wireless se torna transparente, sendo necessário apenas informar ao sistema SCADA os endereços IP de cada WebGate. Através do protocolo de comunicação ALNETII, o WebGate permite o acesso as tabelas de memórias existentes em cada UCP, que por sua vez contém os dados coletados do medidor de energia e do sensor de nível da barragem. Para interpretar as informações transportadas pelo protocolo ALNETII, o sistema SCADA possui um driver de comunicação.

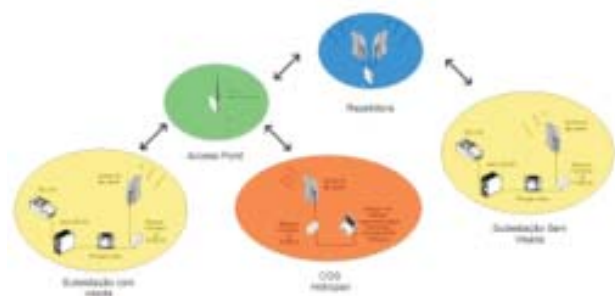


FIGURA1 – Representação da estrutura de aquisição de dados remotos no sistema Hidropan.

## IV. SISTEMA SCADA

O aplicativo computacional de supervisão do sistema de geração e distribuição da empresa Hidropan está sendo desenvolvido através da ferramenta de programação Eclipse SCADA. Este aplicativo disponibilizará uma interface amigável que possibilitará ao operador do sistema a visualização em tempo real das informações coletadas nos

05 pontos remotos. Com isto, será possível elaborar um melhor gerenciamento dos recursos energéticos utilizados pela empresa, uma vez que informações como nível das barragens, nível de geração em cada PCH e demanda junto ao sistema supridor estarão constantemente sendo monitoradas pelo aplicativo supervisorio. Outra característica importante desse software é a geração de um arquivo histórico, gravado em banco de dados Oracle, contendo o comportamento do sistema da empresa. Este banco de dados é a chave para a integração do sistema SCADA com o aplicativo de despacho das usinas, o qual necessita de dados históricos do sistema elétrico da empresa.

A tela apresentada na Figura 2 foi elaborada para restringir o acesso ao sistema de supervisão a somente usuários habilitados.

Esta tela também possibilita que usuários com características de administrador criem novos usuários e editem os existentes.



FIGURA 2 – Tela de abertura do aplicativo de supervisão.

Na tela central de supervisão do sistema é possível acessar cada ponto remoto através de um duplo click sobre o ícone correspondente. Nesta tela também é possível verificar se alguma estação se encontra em estado de alerta, pois quando isto ocorre, é disparado um sinal sonoro e o ícone correspondente á estação começa a piscar com a cor vermelha. A tela central de supervisão se encontra na figura 3.



FIGURA 3 – Tela Central de Supervisão.

A tela desenvolvida para a supervisão da subestação de interligação entre o sistema de distribuição e o sistema supridor apresenta os seguintes dados: demanda aparente, demanda ativa, demanda reativa, energia consumida desde a ultima reposição de demanda, potência ativa, potência reativa, fator de potência, tempo restante para a finalização de demanda e a data e hora da ultima reposição de demanda no medidor. Nessa tela também existem dois gráficos, um para a monitoração do comportamento das demandas nas últimas 12 horas e um para monitoração da quantidade de energia consumida desde a ultima reposição de demanda. Esses gráficos auxiliam o operador do sistema a evitar que estas variáveis ultrapassem os limites estabelecidos pelo contrato junto ao sistema supridor. A tela de supervisão da subestação de interligação entre o sistema de distribuição da Hidropan e o sistema supridor está apresentada na figura 4.



FIGURA 4 – Tela de supervisão da subestação junto ao sistema supridor.

A ferramenta Elipse SCADA possibilita que todas as telas desenvolvidas sejam disponibilizadas na WEB através de arquivos HTML. Os arquivos HTML gerados pelo aplicativo são atualizados, em tempo real, em uma pasta dentro do servidor de *Home Page* da empresa. Assim, qualquer computador que possua um Browser (por exemplo Internet Explorer ou Netscape) pode ter acesso a estas páginas. A proteção das informações contidas nestes arquivos é elaborada através de um sistema do tipo *firewall*, que permite acesso apenas as pessoas credenciadas mediante uma senha de acesso.

## V. ALGORITMO DE DESPACHOS DE USINAS DESCENTRALIZADAS

O algoritmo implementado é utilizado para solucionar o problema de coordenação hidrotérmica das 3 PCHs localizadas no sistema Hidropan, o qual irá minimizar a compra de energia junto ao sistema supridor e ao auto produtor de energia elétrica, utiliza a metodologia da Programação Dinâmica para procura da melhor solução. O despacho de energia das usinas será diário, devido aos reservatórios apresentarem uma pequena capacidade de armazenamento de volume de água (Reservatórios Fio d'água) e o volume de água armazenada nos reservatórios das usinas ao final do planejamento deverá ser igual ao volume no início do planejamento.

Para o cálculo do despacho da produção das usinas, devido a característica do método utilizado (Programação Dinâmica) trabalhar com variáveis discretas foi necessário discretizar os valores de vazão turbinada de cada gerador e de nível de água estocada em cada reservatório.

Com a implementação do algoritmo proposto, essa Seção é direcionada para a execução de testes e a apresentação de resultados obtidos por esse.

Os comentários sobre a performance desse algoritmo serão feitos através da comparação de resultados obtidos por esse algoritmo e a solução encontrada pelo *software* de otimização GAMS (“*General Algebraic Modelling System*”). Esse *software* foi utilizado em [11] para validar uma nova metodologia, a qual soluciona o problema de coordenação hidrotérmica do sistema espanhol, considerando a desregulamentação do setor elétrico desse país.

É importante salientar que o problema de coordenação das usinas do Sistema da Hidropan implementado no Matlab e no GAMS possuem a mesma forma básica, mas apresentam diferenças em relação ao tipo de variáveis. No Matlab, as variáveis de vazão de água turbinada pelos geradores e de volume de água armazenada nos reservatórios são discretizadas. No GAMS, as mesmas variáveis são representadas por números reais. Dessa forma, o espaço de soluções no qual o Matlab faz sua busca é limitado em relação ao espaço de busca do GAMS, razão pela qual, os resultados apresentam pequenas variações. Também deve-se lembrar que o conjunto das variáveis discretas é um subconjunto dos números reais.

Serão apresentados os resultados obtidos para o valor de compra de energia elétrica junto ao sistema supridor e do autoprodutor em função do valor de afluência dos rios que abastecem os reservatórios das usinas desse sistema.

A tabela 1 apresenta os valores calculados pelo algoritmo proposto e pelo GAMS para a compra diária de energia para varias situações hipotéticas de afluências dos rios que abastecem os reservatórios das usinas. Na tabela 1 também são apresentados os erros percentuais do resultado obtido pelo algoritmo em relação a solução obtida pelo GAMS.

**TABELA 1**  
Comparação de custos entre o algoritmo e o GAMS para diferentes valores de afluência para as três usinas.

RA (m <sup>3</sup> /s)	RP (m <sup>3</sup> /s)	RC (m <sup>3</sup> /s)	Custo Matlab (R\$)	Custo GAMS (R\$)	Erro (%)
0.58	0.55	0.55	4.769,47	4.725,90	0,9134
0.58	0.55	3	4.750,37	4.706,16	0,9305
0.58	3	0.55	4.554,62	4.459,13	2,0964
3	0.55	0.55	4.282,77	4.196,72	2,0091
3	3	2	4.050,53	3.987,44	1,5576
3	3	3	4.001,61	3.980,03	0,5422
3	5	4	3.996,79	3.972,61	0,6049
3	4	3	3.982,37	3.980,03	0,0587
3	6	5	3.969,99	3.965,20	0,1206
4	3	3	3.911,75	3.870,46	1,0557
4	4	3	3.873,27	3.870,46	0,0726
5	5	3	3.763,19	3.760,88	0,0612

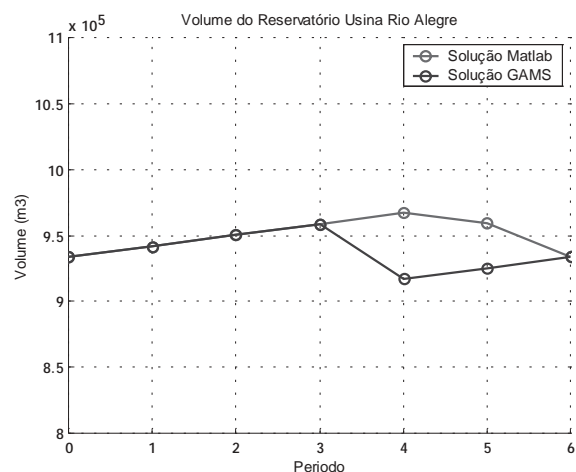
5	5	4	3.757,10	3.753,47	0,0965
5	3	4	3.757,10	3.753,47	0,0965
6	6	3	3.701,83	3.699,52	0,0621
6	6	5	3.689,01	3.684,70	0,1169
6	3	5	3.689,01	3.684,70	0,1169

Através da tabela 1 pode-se analisar as simulações dos resultados obtidos para uma compra diária de energia junto ao sistema supridor pelo algoritmo implementado e pelo *software* fechado. Essas simulações foram realizadas através da variação dos valores de afluência dos rios que abastecem os reservatórios das usinas. Os valores utilizados nessas simulações são os mais comuns para esses rios. Pode-se visualizar na Tabela I que o erro máximo foi de 2,0964%, representado pela situação onde a afluência do Rio Palmeira está congelada em 3 m<sup>3</sup>/s e a afluência dos Rios Alegre e Caxambu são 0.58 m<sup>3</sup>/s e 0.55 m<sup>3</sup>/s respectivamente. O erro percentual mínimo foi de 0,0587%, obtido quando a afluência dos Rio Alegre e Caxambu é de 3m<sup>3</sup>/s e do Rio Palmeira é de 4m<sup>3</sup>/s.

Através dos resultados grifados na Tabela I pode-se analisar que são duas simulações distintas, onde há a variação da afluência do Rio Palmeira, mas os resultados de custo de compra diária de energia obtidos são os mesmos para ambas as ferramentas. Esse fato comprova que para a solução desse problema, nessas situações de afluência dos rios, há mais de uma solução ótima possível.

Agora serão avaliados os resultados gráficos obtidos dos níveis dos reservatórios das usinas pelo algoritmo implementado e do GAMS para a situação a qual ocorreu o menor erro relativo.

As figuras 5, 6 e 7 apresentam os resultados obtidos para o volume de água armazenada no Reservatório da Usina Rio Alegre, Usina Rio Palmeira e Usina Rio Caxambu respectivamente.



**FIGURA 5** – Níveis de volume de água armazenada no reservatório da Usina Rio Alegre durante o período de planejamento.

Através da análise da figura 5, pode-se analisar que a partir do intervalo 4, os valores encontrados pelas ferramentas apresentam pequenas diferenças. Essas diferenças obtidas pela duas ferramentas se deve ao fato dessas trabalharem as variáveis de formas diferentes. O algoritmo do Matlab trabalha com valores discretizados e o GAMS trabalha com variáveis contínuas.

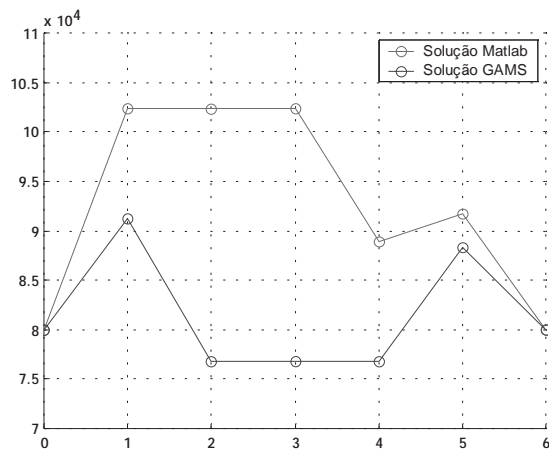


FIGURA 6 – Níveis de volume de água armazenada no reservatório da Usina Rio Palmeira durante o período de planejamento.

Na figura 6 pode-se observar que os valores de nível de volume armazenado encontrados por ambas ferramentas não são semelhantes para nenhum intervalo do período de planejamento. Essa diferença de resultados deve-se em função do mesmo fator já analisado na Figura 5. Pode-se ainda salientar que neste reservatório tem-se a contribuição para aumento da capacidade de armazenamento da Usina Rio Alegre que está a montante da Usina Rio Palmeira. O algoritmo implementado calcula essa contribuição através da utilização dos valores ótimos encontrados na iteração anterior de vazão turbinada e vazão vertida pela Usina Rio Alegre. Já o GAMS considera a contribuição dessas variáveis para a mesma iteração.

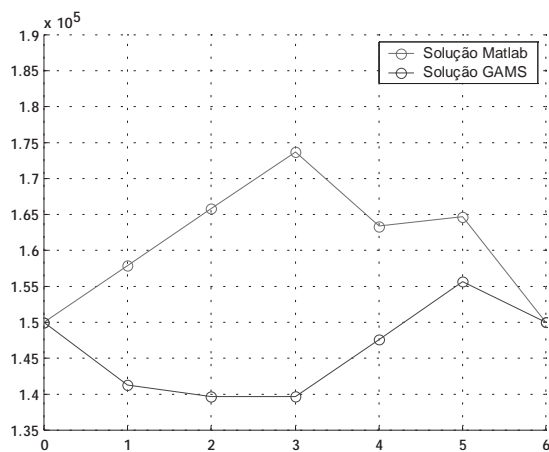


FIGURA 7 – Níveis de volume de água armazenada no reservatório da Usina Rio Caxambu durante o período de planejamento.

A figura 7 apresenta os resultados de volume de água armazenada na Usina Rio Caxambu obtidos por ambas as ferramentas, assim como na Figura 6, os resultados obtidos são diferentes para cada intervalo do período de planejamento. Essa diferença de resultados se deve ao mesmo fator citado na Figura 5. Também pode-se citar como um fator limitante do algoritmo, que pode ser responsável por essa variação de resultados das duas ferramentas, o fato de todos

os reservatórios terem o mesmo número de valores discretizados de volume de água armazenada no reservatório e esses terem característica de tamanho bem diferentes.

## VI. CONCLUSÕES

Neste artigo foram apresentados os resultados parciais do projeto de P&D firmado entre a PUCRS e as concessionárias de distribuição Hidropan e Eletrocar.

Com o desenvolvimento dos aplicativos de supervisão, histórico on-line e implantação do sistema SCADA finalizados, as empresas estão capacitadas a monitoração em tempo real da geração e dos pontos de conexão com o sistema supridor.

Na fase atual está em desenvolvimento a integração do algoritmo que calcula o despacho das usinas e determina o valor ótimo de compra de energia diário junto ao sistema supridor. Este valor de compra de energia será determinado em função da melhor opção, a qual determina a melhor forma de utilização dos recursos hídricos das usinas, minimizando assim a compra de energia do sistema supridor e evitando a violação do contrato de demanda.

Sendo assim, este artigo apresentou as vantagens, custo-benefício e ganhos que a execução adequado que um projeto de P&D proporciona para as empresas e para a instituição de pesquisa.

## VII. REFERÊNCIAS

- [1] Chowdhury, B. H.; Rahman, S.; "A Review of Recent Advances in Economic Dispatch"; *IEEE Transactions on Power Systems*; Vol. 8; No. 1; pp 246-254; February 1993.
- [2] T.E.Dy-Liaco, "Modern Control Centers and Computers Networking"; *IEEE Computer Applications in Power*, Vol.7 No.4,1994,pp17-22
- [3] B.Stojkovic, I. Vujosevic "A compact SCADA System for a smaller size Electric Power System Control- na fast , object oriented and cost-effective approach", *IEEE*, 2002
- [4] Salam, S; Nor, K. M.; Hamdan; 1998. "Hydrothermal Scheduling Based Lagrangian Relaxation Approach to Hydrothermal Coordination"; *IEEE Transactions on Power Systems*; Vol. 13; No. 1; (Fev.), pp 226-235.
- [5] Finardi, Erlon Cristian; 1999. "Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Utilizando Computação de Alto Desempenho", Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).
- [6] Ruzic, S.; Rajakovic, N.; Vuckovic, A.; 1998. "Operational Costs Modeling Improvements in Short Term Hydro-Thermal Coordination"; *Electrotechnical Conference*; 1998. MELECON 98, 9th Mediterranean, Vol. 2, 18-20 May, pp 916-920.
- [7] Nilsson, O.; Sjelvgren, D.; "Variable Splitting Applied to Modelling of Start-Up Costs in Short Term Hydro Generation Scheduling"; *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 2, Maio, 1997.
- [8] Wood, A. J.; Wollenberg, B. F.; 1996. *Power Generation, Operation and Control*; 2<sup>nd</sup> ed.; John Wiley & Sons, Inc.
- [9] Bellman, R. E.; "Dynamic Programming"; Princeton University Press, 1957.
- [10] Norma técnica ABNT. Título: Intercâmbio de informações para Sistemas de Medição de Energia Elétrica. Ref.: CE 3:066.02-014 Data: Dez/96.
- [11] Ventosa, M.; Rivier, M.; Ramos, A.; García-Alcade, A.; "An MCP Approach for Hydrothermal Coordination in Deregulated Power Markets"; pp 2272-2277.

# Sistema para Análise Automática de Oscilografia na Light

M. A. P. Rodrigues, Light, M. A. M. Rodrigues, CEPEL, M. V. F. Figueiredo, CEPEL, S. S. Diniz, PUR/Rio, A. L. L. Miranda, PUC/Rio

## RESUMO

O artigo apresenta o Sistema de Análise Automática implementado na LIGHT para agilizar o processo de classificação e armazenamento de oscilogramas. O sistema permite uma rápida identificação do conteúdo do evento, permitindo que os engenheiros responsáveis pela análise possam se concentrar nos eventos mais relevantes. O artigo descreve as principais características do sistema e apresenta exemplos com resultados de análise.

## PALAVRAS-CHAVE

Análise automática de oscilogramas, oscilografia, proteção.

## I. INTRODUÇÃO

A quantidade de pontos de oscilografia monitorados no sistema de potência vem aumentando consideravelmente. Pode-se destacar, dentre as causas desse fato:

- O avanço da tecnologia;
- Questões regulatórias.

A tecnologia atual confere aos registradores digitais de perturbação maior robustez e confiabilidade, simplicidade de utilização e menor custo, viabilizando a formação de redes de oscilografia cobrindo uma grande extensão do sistema de cada empresa.

Por outro lado, com as mudanças estruturais pelas quais vem passando o setor de energia elétrica, torna-se cada vez mais importante a monitoração de qualquer perturbação que possa causar perda na qualidade da energia fornecida. Assim, além do interesse da empresa em possuir um registro que comprove sua isenção no caso desses eventos, existem também os Procedimentos de Rede do ONS [1], que exigem a monitoração de determinados pontos de conexão do sistema à rede básica.

Um dos principais problemas gerados por este fato é

o tratamento de uma enorme quantidade de registros, que não podem ser completamente analisados, em tempo hábil pela equipe responsável.

Outra questão importante é que a compra de equipamentos normalmente é feita em etapas, de forma que as empresas acabam ficando com um parque bastante variado. Essa situação cria vários problemas, como o da compatibilização dos arquivos oscilográficos (que devem ser colocados no mesmo formato), a identificação correta da origem e data do oscilograma, a utilização de parâmetros de amostragem distintos (taxa, janela, número de bits etc..).

Este artigo descreve o esforço da LIGHT, em conjunto com o CEPEL, no sentido de implantar um sistema para análise automática de oscilogramas, de forma a simplificar o trabalho de análise, buscando a solução dos problemas citados anteriormente. O trabalho, inicialmente planejado para apenas tratar da análise automática dos oscilogramas, se estendeu a outras necessidades para agilizar e automatizar o sistema. Em particular montou-se um banco de dados com características de cada registrador e de cada linha de transmissão da empresa.

Este sistema de análise automática faz parte do Sistema Integrado de Apoio à Análise de Perturbações - SINAPE - que é uma plataforma completa para análise de perturbações a partir de oscilografia [2]. O SINAPE, incluindo a parte de análise automática, é um projeto que foi desenvolvido pelo CEPEL, contando com o apoio das empresas do grupo Eletrobrás, especialmente de Furnas Centrais Elétricas [3].

## II. ANÁLISE AUTOMÁTICA

Características de um sistema de análise automática

O objetivo final do processo de análise automática é a obtenção de uma descrição provável do evento registrado no oscilograma. Esta descrição será utilizada para preencher um banco de dados, aqui chamado de "Banco de Dados de Oscilografia".

No processo de análise automática, representado na Figura 1, estão presentes os seguintes elementos:

Oscilograma: arquivos de oscilografia gerados por um equipamento com função de oscilografia. Além do equipamento dedicado, o Registrador Digital de Perturbações (RDP), existem relés de proteção, medidores de qualidade de energia e remotas de supervisão e controle capazes de

M. A. P. Rodrigues trabalha na Light Serviços de Eletricidade S. A. (e-mail:maurelio@light.com.br).

M. A. M. Rodrigues trabalha no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL (e-mail:mamr@cepel.br).

M. V. F. Figueiredo trabalha no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL (e-mail:mvff@cepel.br).

S. S. Diniz trabalha na Fundação Pde. Leonel França - PUC/Rio (e-mail:suelaine@cepel.br).

A. L. L. Miranda trabalha na Fundação Pde. Leonel França - PUC/Rio (e-mail:miranda@cepel.br).

gerar tal informação. O arquivo de oscilografia registra a variação de grandezas analógicas e eventos lógicos ao longo do tempo com resolução de microsegundos.

**Banco de Topologia:** é um banco de dados onde são cadastradas informações estáticas sobre o sistema de oscilografia, como por exemplo, sua conexão ao sistema de potência. Também são armazenadas informações sobre os equipamentos ou componentes do próprio sistema, tais como parâmetros de linhas de transmissão, características do sistema de proteção etc.

**Processamento de Sinais:** é o conjunto de rotinas que operam sobre os sinais medidos e que utilizam os arquivos de oscilografia (com os valores medidos) e o Banco de Topologia para gerar informações sintéticas de cada oscilograma. O oscilograma é dividido em trechos e as características de cada trecho são expressas em índices (e.g., valor RMS, módulo, ângulo, DHT etc.).

**Análise de Eventos:** processamento computacional com objetivo de refinar as informações sintéticas obtidas com o Processamento de Sinais. Procura inferir o provável tipo de fenômeno registrado em cada oscilograma;

**Banco de Dados de Oscilografia:** este banco armazena os dados gerados pela Análise de Eventos. Esse banco de dados também serve como um repositório de informações para uso na obtenção de estatísticas de perturbações;

**Relatório sinóptico:** documento gerado pelo sistema de análise automática e que resume o resultado do processo de análise.

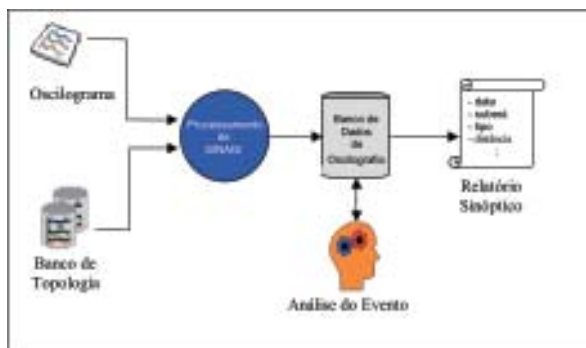


FIGURA 1: O processo de análise automática.

### A. Banco de Topologia

O Banco de Topologia armazena informações sobre os oscilógrafos digitais, particularmente sua conexão ao sistema elétrico (que canal registra que fase de que circuito de que linha de transmissão). Estas informações permitem complementar aquelas que vem juntamente com o arquivo de oscilografia gerado para cada evento registrado.

O Banco de Topologia também guarda informações sobre o próprio sistema elétrico de potência. Por exemplo, quais as subestações assistidas por oscilografia, quais as linhas de transmissão que as interconectam, quais os parâmetros de impedância dessas linhas. Está em fase de desenvolvimento também a modelagem do próprio sistema de proteção. Isto permitirá que a configuração dos relés possa ser checado pelo sistema de análise, aumentando a

capacidade desse sistema de diagnosticar falhas em equipamentos ou erros de ajuste.

Na implantação do sistema, este banco precisa ser preenchido de forma bastante meticulosa, pois dele depende grande parte da eficiência da análise automática. Para isto e para manutenção do sistema existe uma interface com telas para edição de valores, como a que se observa na Figura 2, e expedição de relatórios da base de dados, que podem ser impressos.

Particularmente, na Figura 2, são apresentados os diálogos para edição de parâmetros de linhas de transmissão, tais como as impedâncias de mútua e de seqüência positiva e zero. O sistema aceita também a inserção de dados na forma de matriz de impedância, como produzido pela saída do programa "Line Constants" do EMTP.

### B. Processamento de Sinais

As rotinas de processamento de sinais visam utilizar os canais do oscilograma para determinar os trechos que compõem o evento registrado e suas características.

O oscilograma típico possui as seguintes etapas: pré-falta, falta e pós-falta.



FIGURA 2: Interface para edição de parâmetros de linhas de transmissão.

A determinação da pré-falta é, a princípio, fácil, pois o registrador costuma indicar no oscilograma o momento em que foi disparado, momento que seria o da incidência da falta. Porém há dificuldades, a começar pelo fato de que essa indicação costuma ser imprecisa, pois depende da sensibilidade da lógica de disparo, ou mesmo de lógicas externas. Outros problemas surgem quando o oscilograma não se inicia por um período típico de pré-falta, como são, por exemplo, os casos de energização de linha de transmissão ou quando há o disparo do oscilógrafo no meio de uma falta evolutiva. Existem também as situações em que o oscilógrafo dispara por algum ruído de alta frequência, e o oscilograma não possui nada a não ser um registro do sistema em regime permanente.

A etapa de falta é caracterizada, em geral, por uma variação conjunta dos níveis de tensão (redução) e corrente (aumento). O problema é mais complexo que na pré-falta pois dependendo da configuração do sistema, várias

situações se estabelecem, como o aumento dos valores de corrente, sem a variação da tensão, ou a inversão da corrente, sem grandes variações de amplitude, devido à posição da falta se dar fora da linha monitorada.

A etapa de pós-falta é a mais difícil de se analisar, pois depende da progressão da falta e da extensão do registro. Muitas vezes o registro termina sem que a condição final do sistema se estabeleça. A falta pode ser eliminada ou a linha pode ser desligada. Pode haver uma tentativa automática de religamento feita pelo sistema de proteção, com ou sem sucesso. Como nestes casos não há qualquer indicação do registrador sobre a ocorrência de cada etapa, o sistema precisa localizá-la automaticamente.

Em futuros trabalhos, esta etapa de determinação de trechos poderá ser realizada em conjunto com a análise de eventos (que será baseada em sistemas especialistas), pois a quantidade de inferências necessárias para determinar os trechos é muito grande.

Uma vez ultrapassada a etapa de identificação dos trechos, é feita uma medição de valores para cada trecho, tais como valor RMS, DHT e cálculo do fasor da componente fundamental. Estes valores servirão de base para determinação do tipo de evento registrado.

### C. Análise do evento

Baseado nos resultados encontrados na etapa de processamento de sinais pode-se inferir o tipo de evento registrado, inclusive diagnosticando uma enorme gama de problemas existentes tanto nos equipamentos de oscilografia, quando na proteção e nos equipamentos do sistema de potência. Esta inferência será tão mais completa quanto mais informação estiver disponível.

Nesta primeira fase do projeto utilizamos apenas a informação contida nos canais analógicos do oscilograma. Desta forma fica difícil diagnosticar muitos dos problemas que ocorrem no sistema de proteção ou nos disjuntores. A segunda etapa do projeto contemplará informação dos canais digitais, juntamente com a inclusão das características dos relés na base de dados.

Com o sistema desenvolvido é possível identificar o tipo de evento (falta, energização, falso disparo, linha aberta etc.) e, quando pertinente, a duração e o tipo da falta (fase-fase, fase-terra, bifásica à terra ou trifásica). Adicionalmente, fenômenos como inversão da polaridade da fase de um canal no transdutor, aumento da distorção harmônica, violação de níveis de harmônicos recomendados [4] e excesso de tensão residual também são indicados. Esta informação adicional pode fazer com que um oscilograma sem registro de falta possa contribuir para melhoria do sistema elétrico.

Com isto, os engenheiros responsáveis pela análise podem distinguir com mais facilidade os registros a serem analisados com maior cautela daqueles que não contém perturbações de relevância.

Na análise do evento algumas dificuldades surgiram, tais como:

- Aumento significativo nas correntes das fases não envolvidas na falta levaram o sistema a caracterizar a falta como trifásica. Este problema foi bem acentuado em certas ocorrências onde a corrente de falta aumentou à razão da ordem de centenas de vezes. O sistema precisou ser modificado para calcular corretamente o tipo de falta.
- A correta identificação de faltas progressivas é bastante complexa. O sistema foi melhorado para conseguir identificar alguns casos em que a falta evolui, ou em que o registro inicia-se durante a evolução da falta. Pretende-se, entretanto, estudar situações mais complexas no futuro.
- A atuação correta do sistema de proteção, ao eliminar rapidamente a falta, diminui o trecho de falta, dificultando a sua análise, em particular onde eventos com transitórios como a componente exponencial que se sobrepõe à corrente de falta (conhecida como "nível DC").
- A determinação do tipo de falta é interrompida quando o sistema percebe que a distorção harmônica é elevada. Isto é feito para evitar que ruídos ou oscilogramas gerados por disparos espúrios levem o sistema a uma conclusão errônea. Entretanto, tivemos que relaxar esta condição pois, como os níveis de corrente de pré-falta encontrados eram muito inferiores aos de falta, o ruído de medição/quantização torna-se proporcionalmente elevado.

Atualmente o sistema de análise automática está baseado em regras fixas de inferência. Na segunda etapa do projeto, estas regras serão trocadas por um sistema especialista. A utilização de sistemas especialistas visa facilitar a particularização de regras. Isto é útil para abranger características específicas de cada linha de transmissão.

### D. Banco de Oscilografia

O Banco de Oscilografia tem como objetivo guardar o resultado da análise. Ele não guarda as informações da oscilografia em sua forma original (o arquivo de oscilografia), devido à sua enorme redundância. No banco são armazenadas as informações pertinentes, escolhidas pela LIGHT, para formarem uma base de dados para consulta futura, assim como para integrar o relatório sinóptico, gerado para cada registro oscilográfico.

### E. Relatório Sinóptico

O relatório sinóptico descreve o evento ocorrido, realçando os pontos que merecem a atenção do responsável pela análise. O relatório desenvolvido para a LIGHT apresenta as seguintes informações:

- Dados da ocorrência: data/hora e local
- Descrição das linhas de transmissão envolvidas: nome, circuito, tensão e impedância de seqüência positiva e zero.
- Análise dos trechos da falta: cada trecho é identificado (pré-falta, falta, inválido etc.) e sua duração é fornecida.



Além disto, os fasores de cada grandeza e fase são informados para aquele trecho.

- Análise de distorção harmônica: indica os valores de DHT na pré-falta, indicando quando o nível ultrapassa um valor estabelecido.
- Análise de harmônicos: indica os valores harmônicos acima dos valores aceitáveis. Esses valores são programados individualmente para cada frequência harmônica.
- Dados complementares: valores máximos de tensão e corrente, duração do processo de análise, data da análise etc.

### Dificuldades Adicionais Encontradas

Além das dificuldades listadas anteriormente, outras, cuja origem não se relaciona à técnica de análise automática, merecem ser citadas, pois sua superação foi vital para viabilizar o projeto. Cabe manter-se em mente que estamos tratando de um sistema que recepcionará os arquivos de oscilografia e automaticamente gerará relatórios de saída. Assim, não pode-se contar com o elemento humano para fazer "pequenos ajustes". Dentre as fontes dessas dificuldades se destacam:

- Falta de infra-estrutura nas empresas para automatizar o processo de análise;
- Dificuldade dos engenheiros responsáveis pela rede de oscilografia influenciarem na especificação técnica dos equipamentos comprados
- Limitações dos equipamentos de oscilografia, particularmente, a dificuldade de atender à norma COMTRADE [5].

A falta de infra-estrutura na empresa envolve muitos fatores. O primeiro é a existência de RDPs ou outros equipamentos de medição com função de oscilografia em quantidade suficiente. No caso da LIGHT este problema não foi muito sério, pois a empresa já vem ao longo dos anos instalando esses equipamentos em vários pontos do sistema. Entretanto, alguns desses equipamentos precisaram ser substituídos por não terem facilidade para comunicação remota. Esta facilidade é fundamental, pois o processo de análise, no caso da LIGHT, é centralizado no escritório central da empresa. Conseqüentemente, para permitir uma real automatização, a LIGHT está desenvolvendo sua própria rede de oscilografia que reúne os oscilogramas de diversos pontos do sistema e os transmite a um servidor de arquivos único.

A dificuldade dos engenheiros responsáveis pela rede de oscilografia influenciarem na especificação técnica dos equipamentos comprados pode levar a uma situação onde o registrador está disponível, mas pela ausência ou inadequação de alguma característica ou pelo fato de algum programa auxiliar não ter sido adquirido, ele representar mais um problema do que uma solução. Esta situação também não ocorreu na LIGHT. Porém, em função de equipamentos já existentes na empresa, comprados numa época em que a rede de oscilografia não havia sido pensada, ocorreram vários problemas, principalmente os referentes ao formato dos arquivos de oscilografia.

Quanto às limitações dos equipamentos de oscilografia, cabem várias observações, em particular a dificuldade de atender à norma COMTRADE [5]. Podemos citar alguns exemplos:

- Campos do arquivo de configuração que são preenchidos de forma inconsistente com a norma: por exemplo, encontramos um fabricante que não permitia a programação dos nomes para os campos de subestação e RDP - no lugar colocavam códigos internos de seu equipamento. Com isto a identificação precisaria ser feita pelo nome externo do arquivo ou pela associação desses códigos a um equipamento em particular. Felizmente, tem sido possível até o momento utilizar a última alternativa na implementação da LIGHT. Outro equipamento gerava códigos diferentes a cada oscilograma, o que nos forçou a estudar o padrão que ele utilizava para poder então realizar a correta identificação do arquivo.
- Informações importantes como data/hora, frequência da rede e número de amostras no oscilograma erradas ou em desacordo com a norma.
- Taxa de amostragem não múltipla de 60 Hz: dificultam os cálculos que envolvem grandezas fasoriais, como é o caso de distância de falta.

### III. RESULTADOS

A seguir são apresentados os resultados da análise de alguns oscilogramas. O Banco de Topologia foi preenchido com a maior parte do sistema de 138 kV da LIGHT.

A Figura 3 consiste de uma falta trifásica. Os três primeiros canais são tensões e os demais correntes. As unidades são kV e A respectivamente. O tempo é fornecido em milisegundos.

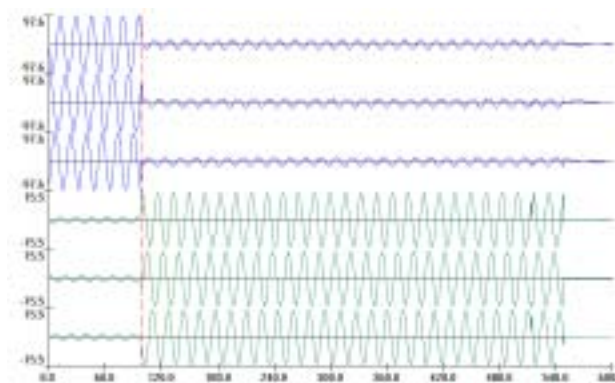


FIGURA 3: Oscilograma com registro de falta trifásica na LT Frei Caneca - Grajaú (138 kV) circ. 1.

O oscilograma foi originalmente gerado fora do padrão COMTRADE, pois não foi informado o momento do disparo do oscilógrafo. Por esse motivo, a referência do tempo zero aparece no início do mesmo, dando a falsa impressão de que não houve medição de pré-falta. Mesmo assim, o sistema identificou o instante da falta como sendo 99.74 ms, conforme mostra a barra tracejada na Figura 3.

FIGURA 4: Relatório sinóptico do oscilograma da Figura 3.

```

DADOS DA OCORRÊNCIA:
Data do evento:15/10/2002 - 16:13:51.420
Subestação:   Frei Caneca
RDP:         21P_LI-GR1

DESCRIÇÃO DAS LINHAS:
LTI: Frei Caneca - GRAJAÚ (138kV) circ.1
Parâmetros de linha:
Comprimento da LT: 9.0 km(s)
Z0: 1.91 + j. 6.43 %
Z1: 0.38 + j. 2.13 %

ANÁLISE DA FALTA:
LTI: Frei Caneca - GRAJAÚ (138kV) circ.1

Intervalo 1:
Trecho normal (pré-falta típica)
Duração: 99.74 ms (0.00ms à 99.74ms)

Fase  Tensões          Correntes
-----
A  66.82 V/ 123 Grs   1.01 A/ 123 Grs
B  67.13 V/  38 Grs   1.02 A/  38 Grs
C  67.00 V/ -47 Grs   1.01 A/ -47 Grs
N   0.21 V/ -17 Grs   0.01 A/  28 Grs

Intervalo 2:
Trecho de falta.
Duração: 449.22 ms (99.74ms à 548.96ms)

Tipo de curto: Trifásico
Falta ocorrida a 24.3 %

Fase  Tensões          Correntes
-----
A  10.07 V/ 127 Grs  10.09 A/  70 Grs
B  10.12 V/  42 Grs  10.11 A/ -14 Grs
C  10.12 V/ -43 Grs  10.10 A/ -99 Grs
N   0.04 V/  35 Grs   0.03 A/  -2 Grs

Intervalo 3:
Trecho com terminal de linha aberto ou
desligado.
Duração: 650.78ms (548.96ms à 1199.74ms)

ANÁLISE DE DISTORÇÃO HARMÔNICA:
LTI: Frei Caneca - GRAJAÚ (138kV) circ.1
PRÉ FALTA
DHT: Tensão (Nível de Alarme: 3.00%)
Fase: A - DHT: 0.38%
Fase: B - DHT: 0.18%
Fase: C - DHT: 0.08%

DHT: Corrente (Nível de Alarme: 3.00%)
Fase: A - DHT: 1.11%
Fase: B - DHT: 0.82%
Fase: C - DHT: 0.75%

Data da análise: Segunda-feira, 12 de março
de 2003 às 13:14:32
Tempo total de execução: 00:11 s

```

Na Figura 4 é mostrado o relatório sinóptico gerado pelo sistema. No relatório é apresentada inicialmente a identificação do registro, as linhas de transmissão envolvidas, e a descrição dos trechos identificados. No final os valores de distorção harmônica (DHT) são apresentados. Quando ocorre um valor acima do nível de alarme, a palavra VIOLAÇÃO é escrita à direita do valor. No final a data e duração da análise são apresentadas.

Na Figura 5 é apresentado um oscilograma de uma falta monofásica. Os três primeiros canais são tensões e, os demais, correntes. As unidades são kV e kA respectivamente. O tempo é fornecido em milisegundos. Observa-se que o quarto canal, correspondente à fase faltosa, apresenta uma corrente de falta muito elevada (quase 30 vezes maior do que na pré-falta), que ultrapassa os limites do gráfico. Isto ocorreu apenas na representação gráfica do evento, ou seja, não houve saturação no registro.

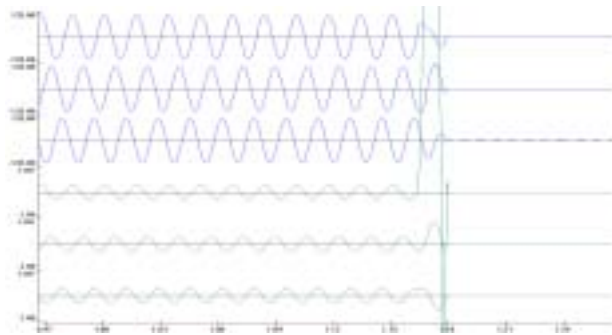


FIGURA 5: Oscilograma de uma falta AN na LT Nilo Peçanha - Vigário (138 kV) circ. 52.

Outra característica interessante é de que o relatório da Figura 6 indica uma componente harmônica nas fases A e B da tensão, da ordem de 2.4 %. Esta indicação somente ocorre quando o nível do harmônico ultrapassa o valor escolhido como limite. Na Figura 7 pode-se observar que realmente existe a componente de terceiro harmônico no sinal.

Na Figura 8 pode-se ver uma listagem de oscilogramas, com identificação de subestação, oscilógrafo e data/hora do evento e da análise. Na última coluna pode-se ver o diagnóstico apresentado pelo sistema.

O diagnóstico do tipo "Inválido" significa que um evento anormal ocorreu no registro e que o sistema não pode analisar. O tipo "s/Anormalidade" indica que trata-se de um oscilograma onde não houve falta. Seguindo de asterisco "\*", indica que não houve falta mas que há algum tipo de alarme, por exemplo, valores de harmônicos elevados. O tipo "Falta Ext. Frente" significa que foi detectada uma falta, porém o algoritmo de localização concluiu que sua localização estava além da linha de transmissão monitorada. O termo "Sem. dat" ilustra um caso em que houve erro na transmissão dos arquivos de oscilografia e apenas o arquivo de configuração (que lista os canais do oscilograma) foi transmitido, faltando o arquivo de dados.

#### IV. CONCLUSÕES

O artigo apresentou o Sistema de Análise Automática de Oscilogramas desenvolvido para a LIGHT com o objetivo de classificar automaticamente os eventos gerados em sua rede de oscilografia.

O sistema é extremamente oportuno porque atende às necessidades da empresa, particularmente, diminui o tempo gasto pelos engenheiros de proteção na análise de eventos, assim como permite o tratamento da grande quantidade de informação gerada pela rede de oscilografia, informação que, de outra forma, seria perdida.

#### V. REFERÊNCIAS

- [1] ONS, Procedimentos de Rede, sub-módulo - 11.6 Oscilografia de Curta e Longa Duração, Revisão de 21/08/2000.
- [2] C. A. M. Aviz, e M. A. M. Rodrigues, "Sistema integrado de apoio à análise de perturbações," apresentado no XIV SNPTEE. Belém. 1997.
- [3] S. Mantuano, e M. A. Rodrigues, "Ferramentas computacionais tradicionais e inteligentes para análise de perturbações em sistemas elétricos de potência," apresentado no XIV SNPTEE. Belém. 1997.
- [4] NS, Procedimentos de Rede, sub-módulo - 3.8 Requisitos Mínimos ta e Longa Duração, Revisão de 21/08/2000.
- [5] IEEE, "Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems", IEEE c37.111-1991, com revisões em 1997 e 1999.

# Sistema para Monitoração e Simulação de Ações de Controle de Tensão em Tempo Real

W. L. Feijó Jr.; F. A. B. Lemos e A. V. Zampieri (GSEE) A. L. Franceschi (RGE)

## RESUMO

Este artigo descreve os resultados obtidos através do desenvolvimento do primeiro ciclo do projeto de pesquisa e desenvolvimento, realizado em conjunto entre a Rio Grande Energia S.A. e o Grupo de Sistemas de Energia Elétrica da PUCRS, intitulado Controle Secundário Coordenado de Tensão. Como resultado principal deste projeto de P&D foi desenvolvido um sistema computacional para auxiliar, os operadores do Centro de Operações do Sistema da empresa, na monitoração e na simulação de ações de controle de tensão para a melhoria do perfil de tensão das barras de um sistema piloto real.

## PALAVRAS-CHAVE

Controle de Tensão, Tempo Real, Simulação e Monitoração de Tensão.

## I. INTRODUÇÃO

A atual tendência de operação dos sistemas elétricos de energia (SEE) de operar em uma faixa próxima de seus limites, devido principalmente a uma indefinição de uma política clara para o setor elétrico, juntamente com a capacidade limitada de investimento na expansão do SEE, vem trazendo condições e exigências cada vez mais prementes para a utilização de sistemas computacionais de supervisão, controle e simulação, uma vez que as condições descritas anteriormente estão conduzindo os SEE a operarem próximo aos seus limites, sendo que tal situação pode conduzir o sistema para uma condição onde não seja possível alcançar um novo estado de equilíbrio após uma perturbação ou mesmo uma ação de controle. Além disso, o fornecimento de energia com requisitos de qualidade, confiabilidade e continuidade é uma exigência cada vez maior por parte dos consumidores, o que implica que as empresas devem buscar a sua eficiência operacional e atender a padrões de operação impostos pelo órgão regulador, tais como níveis de tensão [1] e níveis de continuidade [2]. Dessa forma, em centros de operações modernos, o operador tem a necessidade de não só monitorar

as grandezas, mas também simular uma ação de controle antes de efetuar-la no sistema, afim de avaliar se o estado do sistema após esta determinada ação de controle não estará violando certos limites de operação. Este tipo de estudo usualmente não é realizado em tempo real, sendo realizado em um ambiente denominado *Ambiente de Estudos*, o qual pode ser na faixa de tempo de pré-operação (minutos) e possuir sua solicitação originada por uma tendência de violação propiciada pela monitoração, ou no tempo de pós-operação, determinado pela necessidade de avaliar se as decisões adotadas pelo operador foram as melhores ou mais adequadas para a situação de operação apresentada pelo sistema.

A literatura apresenta várias referências na utilização de simuladores no treinamento *off-line* de operadores [3, 4, 5, 6, 7, 8]. Esses simuladores expõem os operadores a situações emergências que não ocorrem freqüentemente em um centro de supervisão e controle. Desta forma, eventos como curtos-circuitos severos, colapsos de tensão, operação isolada de parte do SEE devido a ilhamentos, perda de grandes unidades de geração ou blocos de carga podem ser simulados e as respectivas ações de controle tomadas sem qualquer risco para o SEE real. Várias referências [9, 10, 11] apresentam soluções para automação e ações de coordenação de controle de tensão/potência reativa, porém não enfocam o problema no sentido de avaliar se estas condições, quando utilizadas na prática diária da operação, estão corretas ou não.

Com base no exposto acima, este artigo apresenta a estrutura e o desenvolvimento de um conjunto de algoritmos computacionais utilizados para o desenvolvimento de um sistema, denominado Controle Secundário Coordenado de Tensão (CSCT), o qual faz parte do programa de pesquisa e desenvolvimento da Rio Grande Energia S.A. (RGE). Este sistema tem como objetivo disponibilizar, ao operador do Centro de Operações do Sistema (COS) da empresa, uma ferramenta capaz de auxiliá-lo na monitoração, na simulação e na otimização de ações de controle de tensão possíveis sobre o sistema (troca e fixação de tap de transformadores, chaveamento de bancos de capacitores e solicitação de tensão em barras de tensão controlada), de forma a auxiliá-lo nestas tarefas. Em função da complexidade do desenvolvimento desse projeto, foi definido um período de 2 anos para execução de todas as etapas do projeto. Dessa forma, este artigo apresenta os resultados obtidos com a execução do primeiro ciclo do projeto,

Este trabalho foi financiado pela Rio Grande Energia S.A., através do programa de P&D, e pelo CNPq através de um projeto de pesquisa.

W. L. Feijó Jr e A. V. Zampieri são pesquisadores do Grupo de Sistemas de Energia Elétrica (GSEE) da PUCRS. (e-mail feijo@ee.pucrs.br, zampa@ee.pucrs.br).

F. A. Becon Lemos é Professor da PUCRS e Coordenador do GSEE (e-mail: lemos@ee.pucrs.br).

A. L. Franceschi é engenheiro da área de operação da RGE. (e-mail: afranceschi@rge-rs.com.br).

o que contempla a conexão com o sistema SCADA da RGE e com o banco de dados on-line da supervisão (HOL), bem como o desenvolvimento do banco de dados cadastral do sistema de sub-transmissão (CADSEE) e o desenvolvimento de dois modos de operação do sistema. Na seção II é apresentada e descrita a estrutura do sistema.

## II. ESQUEMA GERAL DO SISTEMA

O desenvolvimento do CSCT baseou-se na estrutura de supervisão disponível na RGE, a qual fornece, através de um banco de dados denominado Histórico On-Line (HOL), informações de grandezas elétricas analógicas (potência ativa, potência reativa, magnitude de tensão, corrente por fase, etc..) e informações digitais (estado de operação de disjuntores). Este banco de dados é atualizado, de forma automática, minuto a minuto, disponibilizando todas as informações e dados necessários para a execução do CSCT.

A figura 1 apresenta a estrutura principal do Sistema de Controle de Tensão implementado.

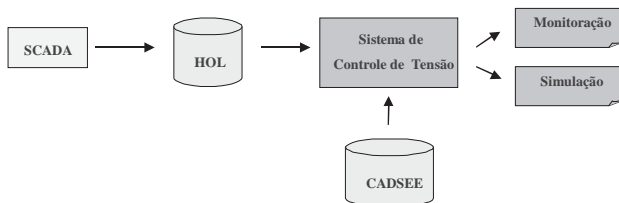


FIGURA 1: Estrutura geral do sistema implementado.

Conforme verifica-se na figura 1 o funcionamento do Sistema de Controle de Tensão desenvolvido utiliza as informações provenientes do sistema de aquisição de dados (SCADA) da RGE, e armazenadas em tempo real no histórico da supervisão (HOL). Além dessas informações, o sistema utiliza as informações cadastrais disponíveis no banco de dados cadastrais CADSEE, desenvolvido em Oracle para suportar esta aplicação.

O sistema dispõe de dois modos de trabalho, o modo de monitoração que possibilita ao operador a visualização, em um ambiente amigável, de todas as variáveis de interesse (nível de tensão das barras, estado dos disjuntores, posição do tap dos transformadores, carregamento de alimentadores) e o modo de simulação, que permite a realização de estudos elétricos estáticos, através da execução de um fluxo de potência, afim de determinar qual a ação de controle mais efetiva para a melhoria do perfil de tensão. Na seção III são descritos em detalhes as características de cada um desses modos de operação.

## III. MODOS DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

O sistema foi dividido em dois modos de operação, os quais podem ser utilizados de forma independente, sendo que as principais características de cada um desses modos são descritas a seguir:

### • MODO MONITORAÇÃO

Neste modo o operador do Centro de Operações do Sistema da RGE terá informações em tempo real das variáveis de interesse especificadas, tais como: nível de tensão por barra, posição do tap de transformadores, estado de disjuntores, carregamento de transformadores, etc. Estas informações são apresentadas em um ambiente gráfico amigável, o qual proporciona uma fácil navegação pelas diversas funções da aplicação. Através do modo de operação, o operador do sistema pode analisar o perfil de tensão das diversas barras do sistema piloto, bem como verificar se estes níveis de tensão estão de acordo aos valores limites estabelecidos na legislação [1], sendo que neste modo existe uma função denominada “ALARME” que monitora as violações de tensão nas barras do sistema. Além disso, é disponibilizado uma ferramenta para o cálculo dos índices de transgressão de tensão (DRP e DRC), a qual apresenta todas as informações pertinentes a determinação desses indicadores, respeitando o período de observação determinado para a análise.

### • MODO SIMULAÇÃO

No modo simulação o operador é capaz de realizar simulações e análises, em tempo real, de ações de controle que possam melhorar o perfil de tensão das barras pertencentes ao sistema sob estudo. Neste modo é possível, por exemplo, solicitar um determinado nível de tensão nas chamadas barras piloto (barras de 69kV pertencentes a Eletrosul e a CEEE), sendo que esta opção foi customizada especialmente a fim de atender uma necessidade específica da RGE. Neste modo também é possível a realização da troca do estado de disjuntores de banco de capacitores (estado ligado ou desligado) ou o ajuste da posição do tap do transformador, de forma a possibilitar ao operador a simulação, através de um fluxo de potência, da melhor ação de controle do nível de tensão.

Neste modo são disponibilizados vários relatórios que auxiliam o operador na tomada de decisão, estes relatórios fornecem, além de outras grandezas de interesse, o valor de tensão de cada barra do sistema, o valor de potência ativa e reativa das barras de carga, o fluxo de potência entre as linhas de transmissão, etc. Além dos relatórios estão disponíveis várias opções de gráficos que fornecem, de uma forma visual, os níveis de tensão por barra.

## IV. resultados

De forma a ilustrar os resultados do primeiro ciclo de desenvolvimento do projeto, são apresentadas e descritas algumas telas do sistema, as quais demonstram a efetividade do trabalho desenvolvido, bem como demonstram a potencialidade da aplicação. Na figura 2 é apresentada a tela inicial do sistema, com um diagrama esquemático do sistema em análise.

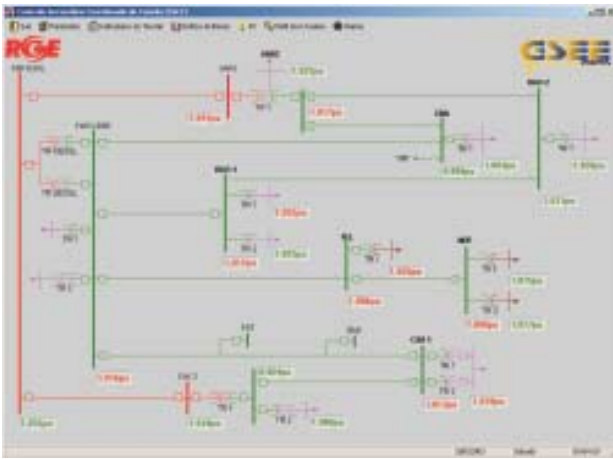


FIGURA 2: Tela principal do sistema - área selecionada.

Conforme verifica-se na figura 2 a tela principal do sistema apresenta todas as tensões de barra do sistema (valores expressos em pu ou kV), sendo que existe uma função que indica, de forma visual através da indicação de cores, se a tensão da barra está violando os limites determinados para o nível de carga do sistema ou se esta tensão tem a tendência de violação nos próximos dez minutos. A identificação por cores é apresentada a seguir:

- Vermelho - tensões violadas
- Amarelo - tensões com tendência de violação
- Verde - tensões normais (sem violação)

Além disso, várias outras funções do sistema podem ser acessadas através dessa tela de monitoração, tais como: parâmetros dos sistema, indicadores de tensão, gráfico de barras, etc. Na tela principal é possível selecionar, através de um simples clique no mouse, uma determinada subestação onde se deseja realizar uma análise mais detalhada da mesma. Para ilustrar estas opções, é apresentada uma tela com o diagrama unifilar da subestação selecionada, conforme é apresentado na figura 3.



FIGURA 3: Tela de diagrama unifilar.

Analisando-se a figura 3 verifica-se o diagrama unifilar da subestação onde é possível visualizar, além do nível de tensão das barras desta subestação, qual a posição atual do TAP do(s) transformador(es), o estado de operação do banco de capacitores (ligado ou desligado) e, também, o carre-

gamento de cada alimentador da subestação. A análise do perfil de tensão de cada barra do sistema pode ser obtida através de um simples clique sobre as indicações de tensão, tanto na tela principal (figura 2), quanto na tela de diagrama unifilar (figura 3). A figura 4 apresenta a tela com o perfil de tensão para uma determinada barra do sistema.



FIGURA 4: Monitoração de nível de tensão por subestação.

A figura 4 apresenta a tela de monitoração do nível de tensão por subestação, sendo que a tensão analisada é fornecida conforme a barra selecionada. Nesta tela é possível analisar-se o perfil de tensão da barra selecionada, comparando-o com os limites de pré-determinados de patamares de carga ou os limites da Resolução ANEEL 505. Além disso, através do quadro de informações, localizado na parte inferior, é possível verificar-se o carregamento geral desta subestação, além das informações de horário e de tensão do ponto analisado. Outra funcionalidade é a visualização gráfica, com indicação das violações de tensão por patamar de carga, dos demais níveis de tensão do sistema.

Para uma análise geral dos níveis de tensão das barras do sistema, a aplicação disponibiliza, ao operador, uma tela contendo o gráfico com todas as barras do sistema e com os seus respectivos valores de tensão, os quais são atualizados minuto a minuto. Esta funcionalidade da aplicação é apresentada na figura 5.



FIGURA 5: Monitoração dos níveis de tensão do sistema, por barra.

A figura 5 apresenta os gráficos de barra implementados no sistema, onde é possível analisar os níveis de tensão por barra em relação aos limites pré-estabelecidos. Estes limites podem ser função dos valores máximos e mínimos de ten

são, cadastrados nos parâmetros do sistema, ou, ainda, os limites definidos pela resolução ANEEL 505. Além disso, é possível verificar as violações de tensão que estão ocorrendo, em tempo real, através da opção de alarmes.

A implantação do CSCT exigiu diversas adequações nos sistemas de tempo real existentes no COS da RGE, bem como em ferramentas de suporte ao CSCT que embora sejam necessárias ao mesmo, criaram uma base para futuras implementações. Dentre estes resultados podemos destacar:

- **BANCO DE DADOS CADASTRAIS - CADSEE**

Banco de dados que suporta o configurador de redes integrante do CSCT, se constitui fundamentalmente de dados cadastrais do Sistema Elétrico, abrangendo tanto características topológicas quanto físicas de equipamentos, podendo portanto ser a base que suporta futuras aplicações elétricas.

- **AMPLIAÇÃO E VALIDAÇÃO DA REDE SUPERVISIONADA**

Avaliando a disponibilidade de supervisão em pontos importantes da malha elétrica sob controle do CSCT, uma ampliação da observabilidade da rede se fez necessária, uma vez que pontos importantes ao projeto não eram supervisionados pela RGE. Aproveitou-se então em fazer-se uma modificação ampla que exigiu a participação da RGE, CEEE e Sul Engenharia. Como resultado a RGE teve um incremento bastante significativo em sua área supervisionada, bem como em sua base de dados históricos.

- **LEVANTAMENTO DAS CARACTERÍSTICAS E DOS AJUSTES DOS RELÉS 90 DOS ULTCs DA ÁREA**

Este levantamento gerou um relatório contendo todas as informações relacionadas aos equipamentos de regulação de tensão (relé 90), tais como: tipo de regulador, ajustes setados, tempos de atuação, etc. Além disso, esta disponível neste relatório as informações de funcionamento dos bancos de capacitores de todas as subestações existentes na área piloto selecionada.

## V. CONCLUSÃO

A rápida transformação do setor elétrico brasileiro a partir do processo de privatização e desregulamentação, a exigência de altos padrões de qualidade e continuidade do fornecimento com vistas a estimular a melhoria do serviço prestado pelas concessionárias são alguns desafios impostos as distribuidoras de energia. Diferentemente das áreas de geração e transmissão, onde pesquisas e desenvolvimento de aplicativos computacionais para operação e planejamento sempre ocorreram em grande escala, a área de distribuição é carente de soluções e aplicativos computacionais para o planejamento, operação e gerenciamento do sistema. Verifica-se, entretanto, que nos últimos anos está acontecendo uma reversão deste cenário, uma vez que é crescente o número de trabalhos de pesquisa apresentados em congressos e revistas da área de sistemas de energia. Em nível brasileiro esta reversão se dá

principalmente devido aos Programas de Pesquisa e Desenvolvimento desenvolvidos conjuntamente entre as concessionárias e as Universidades e Centros de Pesquisa, bem como aos Fundos Setoriais da área de Energia. Esta publicação apresenta resultados oriundos de uma pesquisa que está sendo desenvolvida conjuntamente entre o Grupo de Sistemas de Energia da PUCRS e a empresa RGE Rio Grande Energia S.A., dentro do âmbito do programa de P&D.

Neste artigo foram apresentados os resultados obtidos com o desenvolvimento do primeiro ciclo do projeto intitulado “Controle Secundário Coordenado de Tensão”, cujo objetivo é auxiliar o operador do Centro de Operações do sistema na tomada de decisão, quanto as ações de controle de tensão para melhoria do perfil de tensão do sistema em estudo. Através dessa aplicação, que encontra-se em operação no COS da RGE, o operador possui uma ferramenta de fácil manuseio capaz de auxiliá-lo nas suas decisões. Esta ferramenta pode ser incrementada de forma a inserir novas funções que sejam úteis no sentido de agilizar os processos internos da empresa. Dessa forma, a empresa é capaz de melhorar e qualificar o fornecimento de energia a seus consumidores, atendendo as questões legais impostas pelo órgão regulador.

## VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] BRASIL; 2001. Resolução n. 505, de 26 de novembro de 2001. Estabelece, de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente.
- [2] BRASIL; 2000. Resolução n. 024, de 27 de janeiro de 2000. Estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras.
- [3] M. PRAIS, G. ZHANG, Y. CHEN, A. BOSE, D. CURTICE, “Operator Training Simulator : Algorithms and Test Results”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 3, August 1989, pg. 1154-1159.
- [4] M. PRAIS, C. JOHNSON, A. BOSE, D. CURTICE, “Operator Training Simulator : Component Models”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 3, August 1989, pg. 1160-1166.
- [5] R. PODMORE, J. C. GIRI, M. P. GORENBERG, J. P. BRITTON, N.M. PETERSON, “An Advanced Dispatcher Training Simulator”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, No. 1, January 1982, pg. 17-25.
- [6] G. ZHANG, A. BOSE, “Scenario Building for Operator Training Simulators Using a Transient Stability Program”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 4, October 1989, pg. 1542-1549.
- [7] J. G. WAIGHT, K. NODEHI, M. RAFIAN, H. VON MEETEREN, A. BOSE, “An Advanced Transportable Operator Training Simulator”, *IEEE Power Industry Computer Application Conference (17th PICA)*, No. 1992, May 1991, pg. 164-170.
- [8] R. F. CHU, E. J. DOBROWOLSKI, E. J. BARR, J. MCGEEHAN, D. SCHEURER, K. NODEHI, “The Uses of an Operator Training Simulator for System Restoration”, *IEEE Power Industry Computer Application Conference (17th PICA)*, No. 1992, May 1991, pg. 171-177.
- [9] ROYTELMAN, I.; GANESAN, V.; 2000. Coordinated Local and Centralized Control in Distribution Management Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*. v. 15, n. 2 (Apr.), p. 718-724.
- [10] ROYTELMAN, I.; WEE, B. K.; LUGTU, R. L. et al.; 1998. Pilot Project to Estimate the Centralized Volt/Var Control Effectiveness. *IEEE Transactions on Power Systems*. v. 13, n. 3 (Aug.), p. 864-869.
- [11] ROYTELMAN, I.; WEE, B. K.; LUGTU, R. L.; 1995. Volt/Var Control Algorithm for Modern Distribution Management System. *IEEE Transactions on Power Systems*. v. 10, n. 3 (Aug.), p. 1454-1460.

# Sistemas Abertos de Supervisão e Controle e Subestações de Energia.

P. R. P. Oliveira, CTEEP; J. A. Jardini, EPUSP/ PEA/ GAGTD; L. C. Magrini, EPUSP/ PEA/ GAGTD; F. Crispino, EPUSP/ PEA/ GAGTD; H. K. Kiyohara, EPUSP/ PEA/ GAGTD; C. A. Villacorta, EPUSP/PEA/GAGTD

## RESUMO

A integração de equipamentos microprocessados provenientes de diferentes fabricantes tem sido um ponto que dificulta ou mesmo impede a automação de subestações de energia, visto que o desenvolvimento de conversores de protocolos é uma atividade trabalhosa, de resultados duvidosos e onerosos para a empresa. Mesmo a adoção de protocolos especialmente desenvolvidos para o setor elétrico, tais como o IEC 60870-5 e o DNP, não resolve todos os problemas, uma vez que apenas facilita a comunicação entre os equipamentos, restando ainda um considerável esforço de engenharia no sentido de integração dessas informações.

Na tentativa de disciplinar a evolução dos sistemas de automação de tempo real utilizados em linhas de transmissão, usinas e subestações, o IEEE publicou um conjunto de padrões internacionais que ficou conhecido como UCA % "Utility Communications Architecture". O padrão UCA vem recebendo adesão dos fornecedores de equipamentos e software para sistemas de automação elétricos, bem como da IEC, que está trabalhando na integração dos protocolos, modelos e serviços UCA para subestações através da norma IEC 61850.

Assim sendo, este projeto de dois anos tem o objetivo de investigar essa tecnologia e sua aplicabilidade em subestações da CTEEP, onde o primeiro ano foi destinado ao entendimento dessa nova tecnologia, contato com fabricantes, especificação e compra de IEDs (Intelligent Electronic Devices), além da especificação e implementação de algumas funções distribuídas. O segundo ano será dedicado análise da integração desses equipamentos com um sistema SCADA, dedicando-se especial atenção aos ganhos proporcionados por essa tecnologia, bem como aos eventuais problemas provocados pelo aumento de tráfego na rede em virtude da utilização da tecnologia de objetos.

Tendo em vista a importância e a repercussão dessa nova arquitetura na automação de subestações, este projeto visa a proporcionar a CTEEP o domínio da tecnologia, bem como capacitar seus engenheiros a especificar, projetar e integrar sistemas segundo essa nova filosofia.

## PALAVRAS-CHAVE

Sistemas abertos de Supervisão e Controle, Integração de IEDs, GOMSFE, GOOSE, UCA2, IEC 61850, SCADA.

P. R. P. Oliveira (Gerente do Projeto) trabalha na CTEEP – Transmissão Paulista (prpoliveira@ctEEP.com.br).

J. A. Jardini (Coordenador do projeto), Prof. Dr. Titular da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo/ Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da USP/ GAGTD (jardini@pea.usp.br).

L. C. Magrini (Pesquisador), PhD e trabalha no EPUSP/ PEA/ GAGTD – Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia (magrini@pea.usp.br).

F. Crispino (Pesquisador), MSc e trabalha no EPUSP/ PEA/ GAGTD – Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia (fcrispino@pea.usp.br).

C. A. Villacorta C. (Pesquisador), PhD e trabalha no EPUSP/ PEA/ GAGTD – Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia (cavica@usp.br).

H. K. Kiyohara (Pesquisador), MSc e trabalha no EPUSP/ PEA/ GAGTD – Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia (Kiyohara@pea.usp.br).

## I. INTRODUÇÃO

Em busca de uma maior integração entre as fontes de informação de tempo real, as concessionárias vem investindo uma quantidade crescente de recursos na tentativa de disciplinar a integração dos sistemas de automação de tempo real utilizados em linhas de transmissão, usinas e subestações. Assim o EPRI *Electric Power Research Institute* iniciou o projeto da arquitetura UCA em 1988 (EPRI, 1997). Com base nestes estudos a versão 2.0 da arquitetura UCA foi publicada pelo IEEE como o relatório técnico TR1550 em 1999 (IEEE).

Nessa primeira versão da arquitetura UCA realizou-se uma análise dos requisitos de troca de informações nas concessionárias e com base nesta análise foi realizada uma avaliação dos protocolos de comunicações existentes na época, resultando na seleção de um "roll de protocolos" e definindo um conjunto de "perfis".

Embora a versão 1.0 do UCA despertasse uma grande interesse na funcionalidade, sua adoção pela indústria foi limitada. Uma das barreiras mais significativas para a sua adoção foi a falta de detalhamento na sua especificação.

O UCA2, da mesma forma que na primeira versão, utiliza também uma família de protocolos internacionais, organizados em concordância com o modelo de referência OSI. Este modelo distribui as funções de comunicações em camadas, suportando assim uma variedade de padrões em cada camada permitindo uma variedade de combinações. O UCA2 adota o modelo com 7 camadas do OSI/ ISO, podendo usar alternativamente o modelo TCP/IP na camada de transporte; Proporciona ainda um modelo simplificado do UCA utiliza 3 camadas para o uso de comunicações em tempo real, veja detalhes na Figura 1.

	7 cam. CO	WAN 7 CL	7 cam. modificado CO	Pilha reduzida CO	Pilha reduzida CL	LAN-FAIS	LAN- Ethernet	TCP/IP RFC 1006	TCP/IP RFC 1070	TCP/IP RFC 1240
Aplicação	MMS ACSE	MMS ACSE	MMS ACSE	MMS ACSE	MMS CL-ACSE	MMS	MMS ACSE	MMS ACSE	MMS ACSE	MMS CL-ACSE
Apresentação		CL- Apres	FastBy Pres					Apresen- tação	Apresen- tação	CL- Apres.
Sessão		CL- Sessão	FastBy Sessão					Sessão	Sessão	CL- Sessão
Transporte		CLTP	CLTP					TP0 TCP	TP4 CNLP UDP	UDP
Rede		CLNP	CLNP			Auxiliar		IP	IP	IP
MAC	LLC1 ADLC FT3 ou UCA 1	LLC1 ADLC FT3 ou UCA 1	LLC1 ADLC FT3 ou UCA 1		LLC1 ADLC FT3 ou Ethernet	LLC3 802.4 Token Ring	LLC3 ADLC FT3 sob Ethernet	Ethernet SLIP, PPP (típico)	Ethernet SLIP, PPP (típico)	Ethernet SLIP, PPP (típico)
Data Link										
	7 camadas			3 camadas			TCP/IP			

FIGURA 1 - Protocolos definidos no UCA2.

Além dos protocolos de comunicação, a especificação do UCA versão 2.0 definiu dois contextos de comunicação (Figura 2):

- Comunicação entre centros de controle;
- Comunicação entre dispositivos de campo.

Estes contextos de comunicação fazem uso das facilidades proporcionadas pelo MMS (Manufacturing Message Specification) na camada de aplicação.

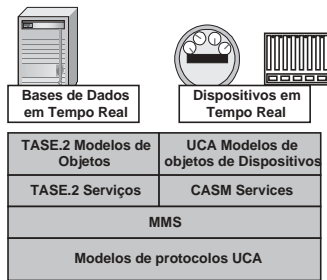


FIGURA 2 - Contextos de comunicação definidos no UCA 2.0.

### A. Comunicação entre Bases de Dados de Tempo Real (Real-Time Database Exchange)

Este contexto está orientado à comunicação entre centros de controle EMS - *Energy Management System* e SCADA - *Supervisory Control and Data Acquisition*, sistemas de controle digital de plantas geradoras/subestações DCS - *Digital Control System*, e outros sistemas de alto nível, internos e externos à concessionária.

Neste contexto o UCA especificou o padrão TASE.2 - *Telecontrol Application Service Element 2*, também conhecido como ICCP - *InterControl Center Protocol*.

### B. Comunicação entre Dispositivos de Campo

A comunicação neste contexto foi descrita em dois documentos:

- GOMSFE - *Generic Object Models for Substation and Feeder Equipment* que descreve um conjunto de objetos que modelam a informação de campo relativa a subestações e alimentadores.
- CASM - *Common Application Service Models* onde se padroniza um conjunto de modelos genéricos que disciplinam as funções de comunicação, tais como ações de controle, coleta de dados, etc.

## II. GOMSFE - GENERIC OBJECT MODELS FOR SUBSTATION AND FEEDER EQUIPMENT

Este documento detalha os modelos de objetos que representaram as informações de campo das subestações e alimentadores. Na figura 3 é apresentado um exemplo que mostra a hierarquia dos elementos que compõem um dispositivo físico segundo o GOMSFE:

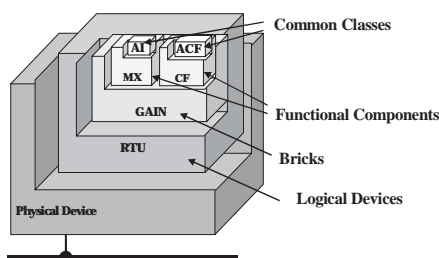


FIGURA 3 - Arquitetura de um objeto GOMSFE.

### A. Data Types (Tipos de Dados).

São os tipos de dados utilizados no CASM, a qual determinam o formato, número de bits e a faixa de valores possíveis.

### B. Common Components (Componentes Comuns).

Representam os componentes elementares usados na definição das classes de objetos. Os Componentes Comuns possuem um tipo de dado (Data Type) e um nome.

### C. Common Classes (Classes Comuns).

São grupos ou estruturas de componentes, que formam os atributos dos objetos modelados. As Classes Comuns representam os tipos de objetos mais frequentemente usados; um exemplo pode ser a Classe Comum apresentada na tabela 1.

TABELA 1  
Exemplo das Classes Comuns (Common Class)

Classes Comuns: AIEntrada analógica Analog Input		
Nome	Tipo de dado	m/o
i	INT16S	m
f	FLT32	o
q	BSTR16	o
t	BTIME6	o

Obs.: m - obrigatório (mandatory) o - opcional (optional)

### D. Bricks (Blocos).

Os Blocos básicos de construção são uma coleção de objetos, que podem ser Componentes Comuns e Classes Comuns. Os Blocos podem também ser definidos como agrupamentos de Classes Comuns reutilizáveis, direcionadas a um uso ou função particular. Dependendo de sua função particular dentro do Bloco o documento GOMSFE define uma classificação de classes comuns, denominada *Functional Components* (FC - Componente Funcional). Na tabela 2, podem ser observados tanto os componentes funcionais como as classes comuns que compõem o Bloco genérico GAIN.

TABELA 2  
Atributos que compõem o Bloco GAIN

FC	Nome	Classe Comun	rwe	m/o	Descrição
MX	In<n>	AI	r	o	Entrada analógica genérica
CF	In<n>	ACF	rw	o	Configuração das entradas In<n>
DC	In<n>	d	rw	o	Descrições das entradas In<n>
RP	brcbMX	BasRCB	rw	m	Bloco de controle de publicação automática das medidas

Obs.: rwe se refere operações possíveis sobre o componente r: read, w: write, e: execute, c: create



## E. Logical Devices (Componentes Lógicos).

Os Componentes Lógicos são agrupamentos especializados de Blocos que representam dispositivos, funções ou aplicações de problemas tais como: proteção, controle e aquisição de dados. Estes componentes lógicos são agregados para representar um equipamento (physical device).

## III. GOOSE - GENERIC OBJECT ORIENTED SUBSTATION EVENT.

Dentro do documento GOMSFE também é detalhado um modelo de comunicação entre IEDs (*peer to peer*). Este esquema de comunicação é denominado GOOSE, que proporciona uma comunicação binária orientada a eventos e direcionada às aplicações de proteção em subestações. Neste modelo, um dispositivo (produtor) reflete o acontecimento de um evento por meio de variáveis binárias. Uma mensagem GOOSE é uma coleção de variáveis binárias. Um exemplo de um evento é o *trip* de uma chave, este evento pode ser representado por uma mudança no valor de uma variável binária, que por sua vez é incluída dentro de uma mensagem GOOSE (Figura 4).

A mensagem GOOSE é disponibilizada na rede e somente os dispositivos interessados (consumidores) utilizarão a informação recebida.

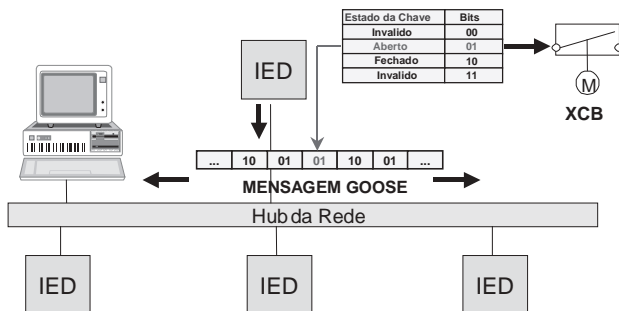


FIGURA 4 - Exemplo da comunicação de eventos GOOSE.

Um exemplo onde o GOOSE pode ser utilizado na proteção é o critério de eleição (*voting*), ilustrado na Figura 5. Este critério de proteção prevê o *trip* de um relé se dois dos três relés encontram-se no mesmo estado. Neste critério de eleição torna-se necessário a comunicação entre todos os relés, de forma que cada um deles possua a informação dos estados dos demais. O estado de cada relé dependerá do resultado da lógica interna perante as informações disponibilizadas pelos demais relés. Por exemplo, o relé dois, na Figura 5, precisa da informação do estado *trip* dos relés um e três.

O GOOSE oferece possibilidade de implementar mecanismos de temporização para detectar a falha na comunicação entre relés e também para predeterminar estados de segurança se isto acontecer. Por exemplo se falhar a comunicação do *trip* do relé 2 ao relé 1, o relé 1 detectará a falha da comunicação por temporização e dependendo do estado de segurança predeterminado irá ao estado de *no trip* ou *trip*.

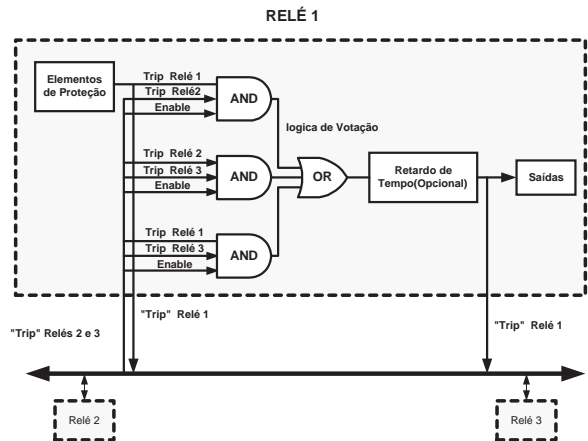


FIGURA 5 - Esquema de proteção Voting usando mensagens GOOSE.

## IV. CASM - COMMON APPLICATION SERVICE MODELS

Este documento padroniza um conjunto de modelos genéricos de funções de comunicação, que permitem aos aplicativos de aquisição e controle a manipulação das informações de campo.

Estes modelos baseiam-se nas funções ou procedimentos mais utilizados nas comunicações dentro das concessionárias para acesso a dados, relatórios de informações, arquivos de seqüência de eventos, funções de controle, etc.

O CASM segue o modelo de comunicação Cliente-Servidor, a partir do qual, os aplicativos clientes poderão acessar as informações de campo contidas nos servidores, que poderão ser qualquer equipamento que siga a filosofia UCA.

O CASM define 7 modelos de comunicação Cliente-Servidor (ver Figura 5):

- *Data Access Service Model.*
- *Reporting Service Model.*
- *Device Control Service Model.*
- *Multicast Service Model.*
- *DataObject Model.*
- *Time Model.*
- *Blob Model.*

O UCA2 pretende estimular a integração global das informações de uma concessionária. A Figura 6 ilustra um exemplo de integração de sistemas por meio da arquitetura UCA.

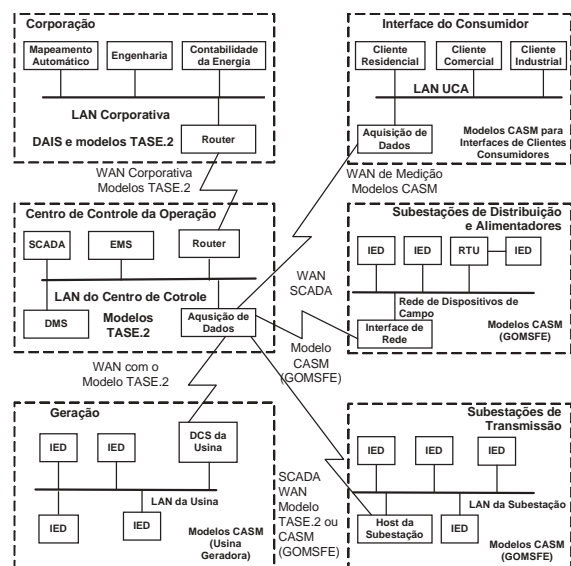


FIGURA 6 - Exemplo de integração de redes usando a arquitetura UCA (EPRI, 1997).

## V. RELAÇÃO UCA - IEC 61850

Paralelamente ao EPRI, o IEC - International Electrotechnical Commission iniciou também seus trabalhos de padronização das interfaces de informação. Assim, em 1995 o IEC reconheceu a necessidade de elaborar um padrão abrangendo redes de comunicação e sistemas em subestações, e formou novos grupos de trabalho o TC57, WG10, WG11 e WG12 para desenvolver um padrão internacional, que ainda se encontra em fase “draft” (IEC 61850).

Para aliviar o perigo de ter dois padrões diferentes e conflitantes os membros do IEC, EPRI e IEEE concluíram que o futuro padrão IEC 61850 estaria baseado nos modelos de dados e serviços do UCA.2 (Shephard, 2001). Assim, estes modelos e serviços podem ser mapeados para um grande número de protocolos padrão (tais como MMS, IEC 60870-5 e Profibus). Em teoria o UCA será o fundamento para o futuro padrão IEC 61850, devendo existir uma relação de integração e compatibilidade entre ambas padronizações, como pode ser observado na Figura 7.

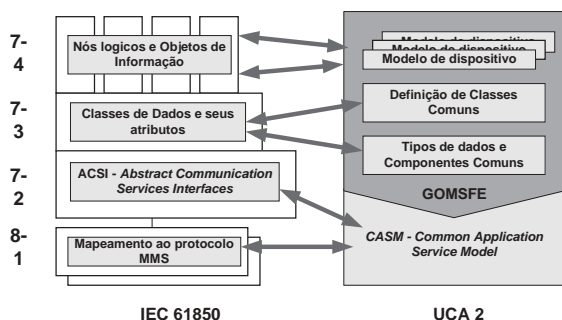


FIGURA 7 - Compatibilidade entre o padrão IEC 61850 e o padrão UCA 2.

## VI. PROJETO

### A. Descrição

A integração de equipamentos microprocessados provenientes de diferentes fabricantes tem sido um ponto que dificulta ou mesmo impede a automação de subestações de energia. Dessa forma espera-se que a adoção de um padrão único para a comunicação entre os equipamentos de uma subestação dará um grande impulso na integração dos sistemas e na automação de subestações.

Como ocorre com outros protocolos, onde diferenças de entendimento da norma pelos diferentes fabricantes em determinados pontos do protocolo que impede a sua integração, com a IEC61850 essas diferenças não poderão acontecer. Assim sendo como a norma está em fase *draft*, devemos verificar a compatibilidade entre os equipamentos de diferentes fabricantes para assegurar da possibilidade de integração desses equipamentos na subestação.

### B. Objetivos do projeto

Este projeto tem o objetivo de investigar a tecnologia do UCA/IEC61850 e sua aplicabilidade em subestações da CTEEP. Para tanto, o projeto tem duração de dois anos,

onde no primeiro ano foram previstas as seguintes etapas:

- *Entendimento dos novos conceitos introduzidos pela norma IEC 61850 e UCA;*
- *Definição e especificação funcional de um protótipo, sob a ótica dessa nova tecnologia;*
- *Pesquisar e efetuar consultas a fabricantes internacionais que já comercializam produtos aderentes à norma IEC 61850;*
- *Adquirir equipamentos e softwares definidos pela pesquisa;*
- *Instalar o protótipo em uma subestação a ser definida;*
- *Analisar o comportamento do protótipo, tanto em termos de desempenho quanto aos objetivos de facilidade de integração, manutenção e operação.*

Para o segundo ano foram previstas as seguintes etapas:

- *Análise da integração desses equipamentos com um sistema SCADA, dedicando especial atenção aos ganhos proporcionados por essa tecnologia, bem como aos eventuais problemas provocados pelo aumento de tráfego na rede em virtude da utilização da tecnologia de objeto;*
- *Uma reavaliação da especificação Funcional juntamente com uma nova pesquisa de mercado para avaliar a disponibilidade de novos equipamentos aderentes a norma;*
- *Análise da problemática da coexistência dos sistemas atuais com essa futura tecnologia.*

### C. Protótipo

Uma vez que o objetivo principal é avaliar a capacidade de interoperabilidade que oferece a arquitetura UCA, o presente projeto desenvolveu um conjunto testes baseados na função de intertravamento, baseada em requisitos que envolvem sinais coletados por dois equipamentos distintos, que se comunicam via UCA2 ou IEC61850.

O intertravamento é uma função simples de se implementar, e tem como fundamento a comunicação entre os equipamentos de campo.

A arquitetura UCA aplicada ao intertravamento, a tornará uma aplicação distribuída onde equipamentos de diferentes fabricantes podem interoperar sem problemas.

Assim sendo foi concebida uma plataforma de testes com dois IEDs de diferentes fabricantes ligados em rede.

A seguir são mostrados dois exemplos de testes, para avaliar o desempenho da comunicação entre IEDs:

#### 1) Teste 1

A Figura 8 esquematiza a implementação de uma lógica simples para o intertravamento de seccionadoras e disjuntores.

A tabela 3 mostra as informações modeladas para implementar a lógica deste primeiro teste.

TABELA 3.

**Informações do intertravamento.**

Objetos de Estado	Objetos de Comando		
S1	Estado da seccionadora número 1	CDa	Comando de disjuntor "a"
S2	Estado da seccionadora número 2	CS1	Comando da seccionadora 1
Da	Estado do disjuntor "a"	CS2	Comando da seccionadora 2

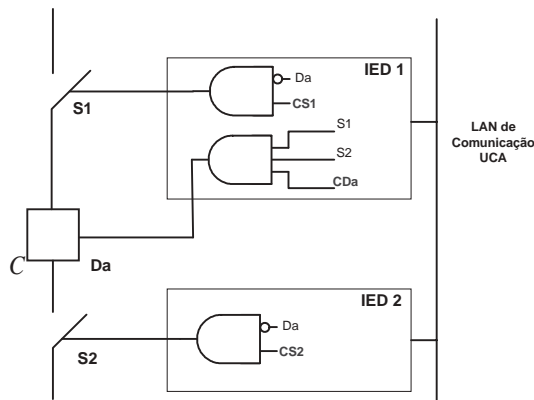


FIGURA 8 – Tese de interoperabilidade 1.

**2) Teste 2**

Este teste simula uma aplicação de configuração barra dupla disjuntor duplo.

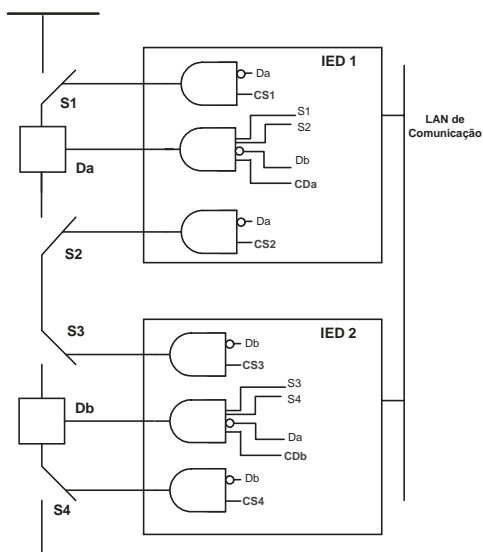


FIGURA 9 – Tese de interoperabilidade 2.

**D. Aspectos de Avaliação**

Os aspectos considerados na avaliação da interoperabilidade entre os dois equipamentos podem dividir-se em dois grupos:

**1) Interoperabilidade**

Segundo este critério se observará o seguinte:

- Se os objetos atendem as necessidades dos intertravamentos propostos;
- Em que medida os objetos padronizados pelo UCA foram adotados pelos fabricantes dos equipamentos da plataforma e;
- Em que medida o IEC 61850 é compatível com o UCA.

**2) Desempenho**

Nestes testes também deverá ser verificado que todos os tipos de sinais como os de seleção, de liberação ou de bloqueio devêm ser transmitidos em um tempo total de aproximadamente 10ms. O tempo do cálculo da função de intertravamento não é definido pela norma, porem é recomendado que seja ser menor que 1s.

Na figura 10 é mostrado o modelo UML das classes de objetos segundo o GOMSFE para a implementação do intertravamento.

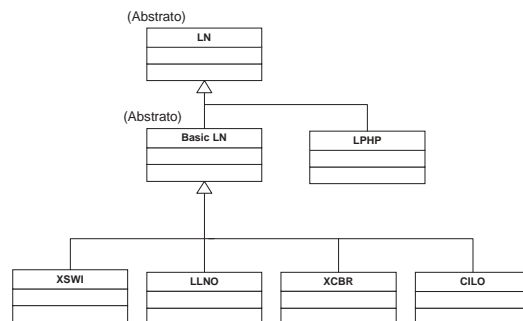


FIGURA 10 - Modelo UML de classes do sistema.

**E. Objetivos alcançados no primeiro ano**

Existem no mercado diversos fabricantes de equipamentos compatíveis com o UCA (relés, RTUs, concentradores de dados, gateway, etc.), porém verificou-se que nem todos possuem o produto para a entrega. No momento de colocação do pedido de compra, verifica-se que produto está em fase de desenvolvimento.

Verificou-se que alguns fabricantes, apesar de anunciar que possuem equipamentos compatíveis com o protocolo UCA, não implementaram totalmente os conceitos do UCA2/IEC 61850 e esperam a demanda das concessionárias para poder custear o desenvolvimento do protocolo. Entretanto, outros fabricantes estão interessados na ploriferação da utilização dessa nova arquitetura, colocam no mercado equipamentos compatíveis com o UCA/IEC 61850.

Assim sendo se perdeu muito tempo na pesquisa de fabricantes, os quais muitas vezes terminavam revelando que o produto ainda se encontrava em fase de desenvolvimento e aliado aos altos custos dos equipamentos que ficaram acima dos previstos pelo desembolso do projeto, tivemos um atraso no cronograma na etapa de aquisição dos equipamentos.

Para o próximo ciclo está prevista a montagem um protótipo com dois equipamentos de fabricantes diferentes e um SCADA juntamente com as etapas do primeiro ciclo que tiveram atrasos. O SCADA se comunicará com os equipamentos através do protocolo UCA por uma interface OPC (OLE for Process Control). Dessa forma será possível utilizar o SCADA já utilizado pela CTEEP, todavia há a necessidade de um driver UCA/OPC. Na Figura 11 é mostrado o diagrama de interligação dos equipamentos com o SCADA.

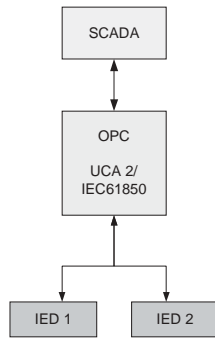


FIGURA 11 - Diagrama de interligação dos equipamentos.

## VII. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

- [1]. IEC 61850 (draft) - Communications Networks and Systems in Substations.
- [2]. IEEE Technical Report 1550, Utility Communications Architecture (UCA), 1999.
- [3]. ELECTRICAL POWER RESEARCH INSTITUTE. Common Application Service Models (CASM) and Mapping to MMS., EPRI, draft 1.5, September, 1998.
- [4]. Apostolov, A.P.; "Integration of legacy intelligent electronic devices in UCA based digital control systems", Power Engineering Society Winter Meeting, 2002, Volume: 1, 2002, Page(s): 648 - 653.
- [5]. Shephard, B.; Janssen, M.C.; Schubert, M.; "Standardized communications in substations", Developments in Power System Protection, 2001, Seventh International Conference on (IEE), 2001, Page(s): 270 - 274.
- [6]. Beaupre, J.A.; Lehoux, M.; Berger, P.A.; "Advanced monitoring technologies for substations", Transmission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance Proceedings. 2000 IEEE ESMO - 2000 IEEE 9th International Conference on, 2000, Page(s): 287 - 292.
- [7]. Sanz, R.; Clavijo, J.A.; Segarra, M.; de Antonio, A.; Alonso, M.; "CORBA-based substation automation systems", Control Applications, 2001. (CCA '01). Proceedings of the 2001 IEEE International Conference on, 2001, Page(s): 773 -777.
- [8]. Adamiak, M.; Baigent, D. Practical Considerations in Application of UCA GOOSE. GE Industrial Systems: Technical Publication. Disponível em: <<http://www.geindustrial.com/industrialsystems/pm/notes/>>. Acesso em: 27 out. 2000.

## VIII. BIOGRAFIA

**José Antonio Jardini**, nasceu em 27 de março de 1941, formado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da USP (EPUSP) em 1963. Mestre em 1970, Doutor em 1973, Livre Docente/ Prof Associado em 1991 e Professor Titular em 1999 todos pela EPUSP Departamento de engenharia de Energia e Automação Elétricas (PEA). Trabalhou de 1964 a 91 na Themag Eng. Ltda atuando na área de estudos de sistemas de potência, projetos de linhas e automação. Atualmente é professor da escola Politécnica da USP do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas onde leciona disciplinas de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. Foi representante do Brasil no SC38 da CIGRE, é membro da CIGRE, Fellow Member do IEEE, e Distinguished Lecturer do IAS/IEEE.

**Luiz Carlos Magrini** nascido em São Paulo, Brasil, 3 de Maio de 1954. Graduado pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 1977 (Engenharia Elétrica). Recebeu pela mesma instituição o título de MSc e PhD em 1995 e 1999, respectivamente. Trabalhou por 17 anos na Empresa Themag Engenharia Ltda. Atualmente, além de Professor de Universidades faz parte, como pesquisador/ coordenador de Projetos do Grupo GAGTD na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

**Ferdinando Crispino**, nasceu em Nápoles, Itália em 20 de março de 1971. Graduou-se em técnico em eletrotécnica pela Escola Técnica Estadual Getulio Vargas em 1989. Graduado em engenharia elétrica com ênfase em Energia e Automação Elétricas na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – USP em 1998. Recebeu pela mesma instituição o título de MSc em 2001. Atuou na área de equipamentos para aviação no departamento de projetos especiais da TAM, em projetos de instalação de semáforos inteligentes na cidade de São Paulo pela SETEPLA Engenharia e atualmente trabalha como pesquisador pelo grupo GAGTD na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

**Carlos Alberto Villacorta Cardoso**, nascido em Lima, Peru, 27 de Fevereiro de 1971. Graduado em Engenharia Eletrônica pela Faculdade de Engenharia da *Universidad Antenor Orrego de Trujillo* (Trujillo, Peru). Recebeu os títulos de MSc e PhD em Engenharia Elétrica, na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (São Paulo-Brasil), em 1998 e 2002 respectivamente. Atualmente faz parte do grupo GAGTD (Grupo da Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica) do PEA (Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas) da EPUSP (Escola Politécnica da Universidade de São Paulo).

**Paulo Roberto Pedrosa de Oliveira**, nascido em Pirassununga, estado de São Paulo, em 1954. Graduado em engenharia eletrônica pela Universidade Estadual de Campinas, em 1978. Curso e especialização pela Universidade de São Paulo – USP em 2002. Participou da implementação de sistemas de supervisão e controle de energia elétrica nas empresas CESP – Companhia Energética de São Paulo e CTEEP – Transmissão Paulista, onde hoje exerce a função de gerente da divisão de supervisão e automação.

**Humberto Katsuo Kiyohara**, nascido em São Paulo, SP, Brasil, em 22 de janeiro de 1971. Graduado pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 1995 (Engenharia Elétrica com ênfase em Energia e Automação). Recebeu pela mesma instituição título de MSc em 1999. Atualmente trabalha como Engenheiro pesquisador no GAGTD (Grupo da Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica) do PEA (Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas) da EPUSP (Escola Politécnica da Universidade de São Paulo).