



XVI SNPTEE
Seminário Nacional de Produção e
Transmissão de Energia Elétrica

GRUPO V

GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO E CONTROLE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

GPC/024

21 a 26 de Outubro de 2001
Campinas - São Paulo - Brasil

O SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DA COSERN EXPERIÊNCIA COM UTR'S E CONTROLES INTEGRADOS, CUSTOS E BENEFÍCIOS

José Renato Maciel Pontes(*)
COSERN

Albany Pita Xavier
COSERN

RESUMO

Este artigo apresenta os objetivos, conceitos básicos, diretrizes, arquitetura, configurações, custos e benefícios do Sistema de Automação implantado no Sistema de Transmissão da COSERN.

Descreve-se a utilização de unidades terminais remotas e controles integrados e os automatismos implantados nesses equipamentos.

É também abordado o sistema de controle remoto. A arquitetura de hardware e as características de software presentes no COI, Centro de Operação e Informação da COSERN.

Conclui-se o trabalho apresentando os custos e principais benefícios da implantação do Sistema de Automação.

PALAVRAS-CHAVE: Automação, Controle e Supervisão, Unidade Terminal Remota, Controle Integrado, Operação.

1.0 - INTRODUÇÃO

A busca da constante melhoria na qualidade da energia elétrica fornecida, as exigências cada vez maiores de mercado na qualidade dessa energia, aliado a uma contínua necessidade de desenvolvimento da performance empresarial, nos aspectos de desempenho, segurança operacional, complexidade e crescimento do parque elétrico, tem conduzido à automação da operação de sistemas elétricos.

Destaca-se ainda, a evolução tecnológica de hardware e software tornando os sistemas de automação confiáveis, a preços mais acessíveis, permitindo a utilização de tecnologia de ponta nos processos operacionais de energia elétrica.

Nesse cenário, a COSERN – Companhia Energética do Rio Grande do Norte tem realizado um amplo projeto de modernização no Sistema de Transmissão,

com prioridade para a implantação de um Sistema de Automação.

Em outubro de 2000, concluiu-se a automação dos processos de todas as 44 subestações existentes, sendo que, 25 com unidades terminais remotas e 19 com sistemas de controle integrado à proteção.

A rede de distribuição em 13,8 kV está sendo totalmente automatizada. Atualmente dispõe-se de 66 chaves e 33 religadores já automatizados, espalhados em todo o Estado do RN, e está sendo instalado mais 22 religadores e 15 chaves, até o final deste ano, quando a maior parte do sistema aéreo estará automatizado.

O sistema de automação está integrado, através de um sistema de comunicações próprio, ao Centro de Operações e Informações – COI. O COI é o responsável pela supervisão, controle e operação de todas as subestações, linhas de transmissão e redes de distribuição.

2.0 - OBJETIVOS GERAIS DA IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA DE AUTOMAÇÃO

Os objetivos da implantação do Sistema de Automação no Sistema de Transmissão da COSERN foram:

- Melhoria da Qualidade no Fornecimento de Energia Elétrica
Reduzir quantidade e tempo de interrupções através da supervisão do sistema elétrico diretamente e em tempo real;
- Redução do Custo Operacional
Através da automação de tarefas e centralização de ações operativas;
- Redução de Investimentos
Com a modelagem da curva de carga que possibilita um melhor aproveitamento da capacidade dos equipamentos;
- Melhoria dos níveis de tensão, da segurança operacional e dos índices de DEC e FEC.

3.0 - CONCEITOS BÁSICOS

Automatizar uma subestação consiste em controlar e supervisionar à distância os equipamentos existentes nessas instalações, através de estações terminais remotas.

Essas unidades coletam informações de grandezas analógicas como, corrente, tensão, potência ativa e potência reativa, fator de potência, energia ativa e reativa, posição de tapas de comutadores sob carga, temperatura de equipamentos, etc.; estados digitais como estado de disjuntores, chaves de bancos de capacitores e chaves seccionadoras, atuação de dispositivos de proteção, atuação da proteção intrínseca de transformadores, estado de serviços auxiliares, falha de alimentação CA e CC, supervisão de acesso, etc.; e saídas de controle para abrir/fechar equipamentos, bloquear/desbloquear religamento, relé de neutro, automatismo de bancos de capacitores, comutação sob carga de tapas de transformadores, reposição em serviço de unidades retificadoras, reposição automática do sistema, restrição de carga em contingências, etc.

As informações coletadas de grandezas analógicas e entradas digitais são enviadas via sistema de telecomunicações, ao COI, responsável pela supervisão e controle do sistema elétrico.

Baseado nessas informações, o COI gera todas as ordens necessárias para a operação do sistema.

4.0 - DIRETRIZES

A seguir são descritas as diretrizes que nortearam a implantação do Sistema de Automação.

- Implantação por etapas
Possibilita a manutenção das condições operativas do sistema elétrico, e a absorção da tecnologia pelo corpo técnico da Empresa;
- Uniformidade de projeto;
- Padronização de equipamentos
Utilizar equipamentos preferencialmente padronizados e com possibilidade de integração de sistemas e de bancos de dados;
- Projeto e construção de novas subestações com sistemas de automação já instalados. Obs: A adequação de uma subestação para dotá-la de um sistema de automação, traz transtornos na execução do projeto e na operação do sistema elétrico;
- Integração dos sistemas de automação da transmissão e da distribuição;
- Utilização de canais próprios de comunicação sempre que disponíveis;
- Intercâmbio com Concessionárias e Centro de Pesquisas;
- Implantação dos automatismos, e funções de supervisão e controle no nível hierárquico mais próximo do processo.

5.0 - ARQUITETURA E CONFIGURAÇÕES UTILIZADAS

Na implantação do sistema de automação de subestações foi utilizada a seguinte arquitetura e configurações:

Arquitetura:

- Nível 1 - Nível de Controle Local (por bays);
- Nível 2 - Nível de Controle de Subestação;
- Nível 3 - Nível de Controle Remoto - COI.

Configurações:

- Instalação de unidades terminais remotas;
- Instalação de unidades de controle de subestações.

A seguir, descreveremos as características de cada configuração adotada.

5.1 - Unidade terminal remota – UTR

O Sistema COSERN conta hoje com 25 subestações assistidas por Unidades Terminais Remotas (UTR's). A UTR processa informações analógicas e digitais, referentes a eventos e medições locais e possibilita a supervisão e o controle remoto a partir do Centro de Controle (COI).

A UTR possui várias entradas analógicas e digitais, responsáveis pela coleta de dados de medição e de eventos. Da mesma forma, a UTR possui várias saídas digitais. Essas saídas são conectadas aos circuitos de controle dos equipamentos de manobra. Assim, um comando pode ser emitido pelo centro de controle, transmitido para a UTR e repassado para o circuito de controle que promoverá a abertura e o fechamento de algum equipamento de manobra, configurando-se, dessa forma, o telecontrole da subestação.

A UTR instalada tem uma arquitetura flexível e modular. Cada UTR pode acomodar um ou mais módulos de comunicação. Cada módulo de comunicação de dois ou quatro canais, dependendo do fabricante, pode ser configurado para operar como um par mestre/segurança, ou como canais separados e independentes com configurações de mestre ou escravo com diferentes protocolos, se necessário.

Cada módulo na UTR tem um microprocessador independente que cuida das tarefas rotineiras requeridas pelo mesmo (como monitoração de entradas, duração de tempo de fechamento de relés ou envio e recebimento de mensagens num canal de comunicação). Assim sendo, a CPU principal permanece com pequeno carregamento, e é responsável pela transferência de informação entre módulos e os bancos de dados das UTR's.

A comunicação da UTR com relés e contatos dos equipamentos no campo, geralmente se dá por meio de cabos de cobre. Esta interligação física, mostrada na **Figura 1**, faz com que a troca de informações entre equipamentos e UTR seja restrita apenas a sinais analógicos, o que limita a sua capacidade de supervisão e controle.

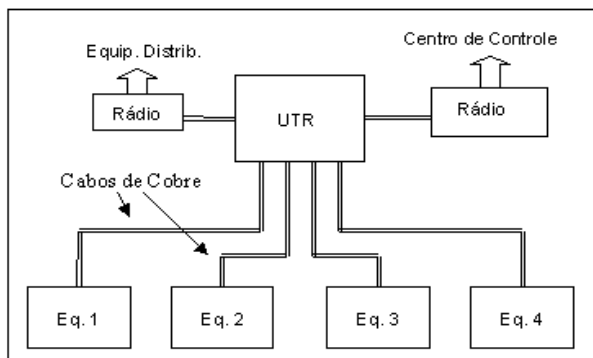


Figura 1 – Configuração Utilizando UTR Interligada por Cabos de Cobre

A COSERN também possui configurado em seu sistema, relés digitais em comunicação com UTR's via cabos de fibra óptica. Este arranjo é representado na **Figura 2**. A interface Relé/UTR é possível através de um conversor FO/RS232 e de um canal de comunicação exclusivo para este fim.

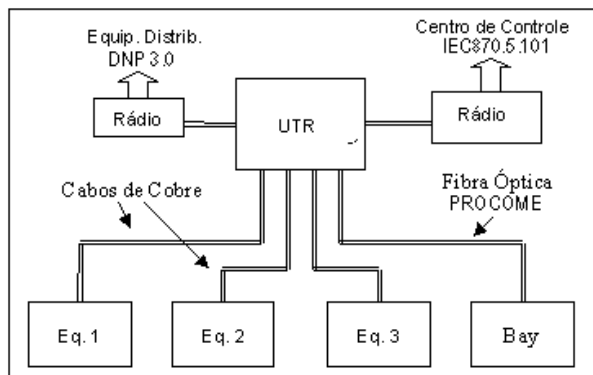


Figura 2 – Configuração Utilizando UTR Interligada por Cabos de Cobre e Fibra Óptica

As UTR's da COSERN também fazem a função de "concentradoras" de equipamentos telecomandados da rede de distribuição. Esta solução se apresenta técnica e economicamente viável, visto que os religadores e chaves telecomandadas fazem uso do mesmo canal de comunicação que a UTR utiliza para comunicação com o Centro de Controle. Dessa forma, temos por exemplo, uma UTR com 03 canais de comunicações distintos, representada na **Figura 2**.

- 1 - Centro de Controle (Protocolo IEC870.5.101)
- 2 - Relé Digital (Protocolo PROCOME)
- 3 - Equipamento Distribuição (Protocolo DNP 3.0)

5.2 - Sistema integrado de proteção e controle

5.2.1 - Filosofia

O Sistema Integrado de Proteção e Controle (SIPCO) está presente em 19 subestações da COSERN. O SIPCO consiste na instalação de uma Unidade de Controle de Subestações - UCS, interligada com as unidades de proteção por protocolo e fibras ópticas,

constituindo dessa forma um sistema integrado de proteção e controle, ver **Figura 3**.

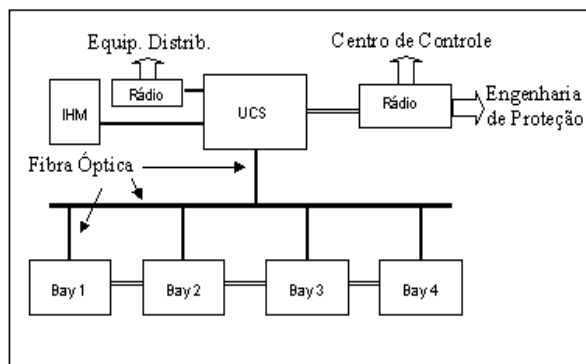


Figura 3 – Configuração Utilizando UCS Interligada por Fibra Óptica

Além das funções desenvolvidas pelas UTR's, o SIPCO possui as seguintes características adicionais:

- Links de fibra óptica ao invés do modo de interligação convencional por cabos elétricos, permitindo a troca e transferência de todos os tipos de informação, comandos, sinais digitais e analógicos, arquivos, sincronização de tempo, etc.
- Substantial simplificação nos projetos elétricos, instalação, cabeaçao e comissionamento, e, por conseguinte, redução nos custos da instalação.
- Instalação totalmente modular, que garante uma maior confiabilidade, pois numa falha de um elemento, por exemplo um módulo de controle, o sistema continua operando normalmente com os outros módulos não falhados. Essa modularidade implica ainda, em uma configuração bem mais flexível para qualquer tipo de aplicação, e uma redução dos custos do sistema.
- Utilização de protocolo de comunicação entre os elementos do sistema, relés e a unidade de controle de subestações, possibilitando um maior número de informações subsidiando um controle operativo e análise de ocorrências muito mais eficientes. Essa comunicação permite a transferência de informações para o lugar onde elas forem necessárias; subestação, centro de controle ou engenharia de proteção, por exemplo.
- Funções de proteção com oscilografia e registro de eventos, localizadores de falta e monitorização da qualidade de energia, que podem ser integradas a cada módulo de controle, sem a necessidade dos sistemas tradicionais como proteções de retaguarda, sistemas de controle para essas funções, etc.
- Alteração remota de configuração e ajustes das unidades de proteção.

5.2.2 - Arquitetura do SIPCO

A arquitetura utilizada nessa configuração tem dois níveis na subestação. O Nível 1 compreende a UCL, Unidade de Controle Local, onde cada uma dessas unidades é responsável pelo controle de um bay, por

exemplo, linha de transmissão, transformador, alimentador, banco de capacitores, etc. Essas unidades, nível mais baixo da arquitetura de controle, são responsáveis pelas rotinas de automatismos inerentes a cada bay, como, religamento, chaveamento automático de banco de capacitores, comutação automática de tapas sob carga, etc.

O Nível 1, UCL, funciona independente e automaticamente. Se o Nível 2, Unidade de Controle de Subestação, UCS, estiver temporariamente fora de serviço, a UCL continuará operando sem qualquer interrupção.

O Nível 2, Unidade de Controle de Subestação, executa as seguintes funções:

- Gerenciamento da base de dados da subestação em tempo real e comunicação com a interface homem-máquina local;
- Gerenciamento da comunicação com o sistema SCADA e com o centro de controle;
- Rotinas de automatismo integradas como comutação automática de barras associado a sistema de restrição de carga pela capacidade do transformador, rotinas de recomposição do sistema, abertura automática de disjuntores de bancos de capacitores, comutação automática de serviços auxiliares, etc.

A comunicação entre os dois níveis, controle local e controle da subestação, é feita através de fibra óptica em rede local usando protocolo aberto, que, para esse caso é o PROCOME.

A **Figura 4** apresenta a arquitetura dessa configuração.

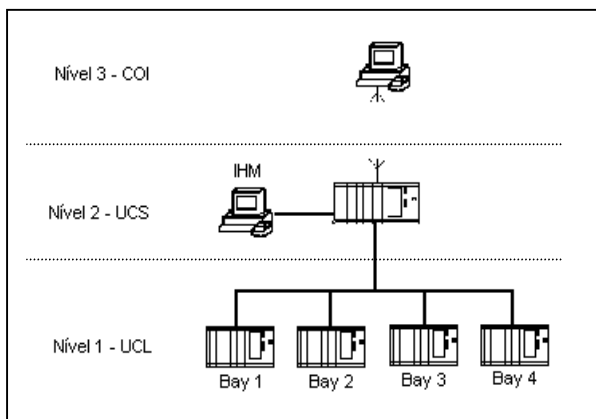


Figura 4 – Arquitetura do SIPCO

O terceiro nível compreende o sistema de controle remoto. Esse sistema está presente no COI.

A comunicação entre o COI e a UCS é feita com link digital 1,5 GHz e 430 MHz utilizando o protocolo IEC870.5.101.

5.2.3 - Automatismos do Sistema

Um fator de destaque no sistema integrado é a existência de rotinas de automatismo próprias que garantem uma independência com o centro de controle.

- Comutação Automática das Barras de 13,8 kV Associado a um Sistema de Restrição de Carga pela Capacidade dos Transformadores.
- Recomposição do Sistema na Perda Momentânea da Fonte.
- Saída Automática de Bancos de Capacitores na Abertura do Disjuntor Geral de 13,8 kV do Transformador .
- Rotina de Religamento para Alimentadores no caso de perda da proteção

6.0 - SISTEMA DE CONTROLE REMOTO - COI

6.1 - Arquitetura de Hardware

O COI é o responsável pela operação e supervisão do Sistema Elétrico. Está conectado a cada uma das UTR's e UCS's instaladas, através de um canal de comunicação.

O sistema de controle do COI tem sua arquitetura, apresentada na **Figura 5**. Compreende duas estações de trabalho SUN atuando em modo "hot stand by" com capacidade para 64 canais de comunicação com subestações e função de controle do sistema; dois "Terminal Servers" com função de interfaces SUN/Remotas; e um computador HP para desenvolvimento de funções e servidor da base de dados histórica.

As estações de trabalho, os "Terminal Servers" e o computador de desenvolvimento são interligados através de uma rede local. Os modems e rádios completam a arquitetura do sistema.

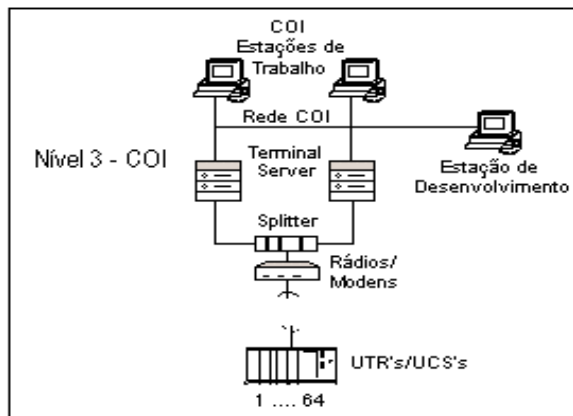


Figura 5 – Arquitetura do Centro de Controle - COI

6.2 - O Software de Controle

O sistema operacional utilizado nas máquinas Sun é o Solaris Versão 2.6. O software de controle do Sistema é o SAGE - Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia, versão COD. O SAGE foi desenvolvido pelo CEPÉL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. É por concepção um sistema aberto, que garante uma portabilidade, interconectividade e interoperabilidade. Possibilita uma base de dados em tempo real de alta performance, e uma base off-line para suporte de desenvolvimento, simulações e análises. As principais características do SAGE são:

- Base de dados em tempo real, distribuída e com replicação;
- Configuração distribuída que permite controle do processo e balanceamento de processamento;
- Ampla biblioteca de protocolos para comunicação com UTR's, UCS's e outros Centros de Controle;
- Interface homem-máquina customizada;
- Filtragem de alarmes;
- Funções de análise de rede (EMS).

O SAGE tem como premissa básica a aquisição de grandezas em tempo real. Essas grandezas correspondem basicamente a estados digitais e valores analógicos coletados no campo. Além das funções de aquisição de dados analógicos, estado em tempo real dos equipamentos das subestações e da possibilidade de envio de telecomandos, no Sistema de Controle Remoto estão presentes funções de auxílio ao controle operativo em tempo real e que permitam uma análise pós-operativa dos eventos, tais como:

- Telas de eventos;
- Telas de alarme;
- Pesquisa de eventos e dados históricos;
- Telas de tensões críticas no sistema;
- Lista de equipamentos impedidos de operar.

7.0 - CUSTOS

Para a implantação do Sistema de Automação em subestações existentes da COSERN foram investidos, em materiais e serviços, os valores apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Investimentos para Automação de Subestações Existentes

Fase	Configuração	Investimento Total (R\$)	Nº de SE's	Investimento por SE (R\$)
1ª	Automação com UTR's	3.263.913,58	25	130.556,54
2ª	Automação com Controle Integrado	2.209.715,00	11	200.883,18
TOTAL =		5.473.628,58	36	152.045,24

A primeira fase é referente a instalação de unidades terminais remotas interligadas aos relés de proteção por cabos de cobre.

A segunda fase é referente a instalação de sistemas de controle integrado a proteção por fibra óptica e protocolos abertos.

Ressalte-se que, todas as novas subestações construídas pela COSERN, dez nos últimos três anos, estão sendo feitas totalmente automatizadas e com sistemas de controle integrado a proteção.

8.0 - BENEFÍCIOS

São muitos os benefícios da COSERN obtidos a partir da instalação do Sistema de Automação. Destacamos alguns deles:

8.1 - Diminuição do DEC e FEC

O DEC – Duração Equivalente de Interrupção de Energia e FEC – Frequência Equivalente do Número de Interrupções de Energia são parâmetros utilizados para medir a qualidade do serviço da concessionária. Reduzir este parâmetro significa, na prática, maior faturamento e satisfação dos clientes.

Para ilustrar esta melhoria, observamos que o DEC diminuiu de 23,84 h em 1999 para 14,29 h em 2000. No mesmo período, o FEC diminuiu de 19,94 interrupções/ano para 11,83 interrupções/ano.

Dessa redução, uma grande parte é devido as subestações automatizadas. Os gráficos da Figura 6 ilustram essa evolução.

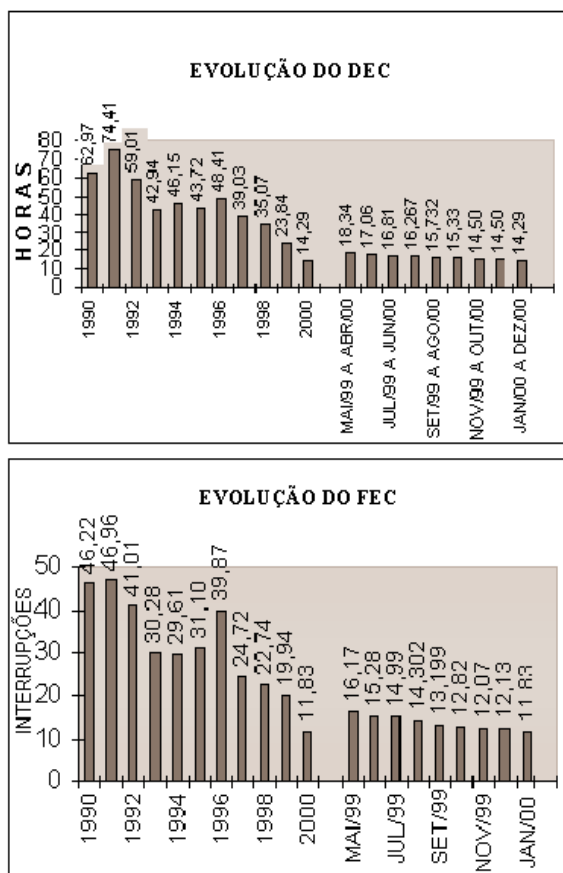


Figura 6 – Evolução do DEC e FEC

8.2 – Maior satisfação dos clientes

Um outro índice que demonstra os benefícios obtidos pela COSERN com a implantação do Sistema de Automação, é o Índice de Satisfação dos Clientes – ISC. A evolução deste índice é mostrado na Tabela 2.

Tabela 2 – ISC Evolução da Satisfação dos Cliente

Ano	Universo dos Clientes que Aprovam Integralmente o Serviço COSERN - ISC (%)	Evolução (%)
1999	36,36	-
2000	45,68	25,63

8.3 – Rentabilidade

A automação de subestações também contribuiu com a recuperação e significativa melhoria da COSERN nos aspectos econômico e financeiro. A partir de 1998, a Empresa investiu muito no seu Sistema Elétrico. Em contrapartida, os lucros foram também maiores.

A **Tabela 3** apresenta os investimentos e resultados da COSERN nos últimos 05 (cinco) anos, sendo, de 1996 a 1997 ainda estatal, e de 1998 a 2000 privada.

**Tabela 3 - Investimentos e Resultados COSERN
– de 1996 a 2000.**

Ano	Investimento (R\$ Mil)	Resultado (R\$ Mil)
1996	19.448	2.125
1997	24.067	(-93.039)
1998	40.591	86.460
1999	53.901	30.476
2000	60.877	70.840
2001 (Previsto)	58.076	-

8.4 – Premiações

A COSERN tem recebido vários prêmios como destaque nacional. O maior deles foi o recebido em 2000 – Melhor Evolução de Desempenho no Setor Elétrico Nacional – Prêmio ABRADÉE 2000.

O Projeto de Automação foi fator decisivo para a obtenção deste Prêmio.

8.5 - Outros benefícios.

Além dos benefícios já descritos, também ressaltamos:

- Redução dos custos de manutenção. A maior facilidade de localização de defeitos no sistema torna mais eficientes os procedimentos de manutenção.
- Simplificação dos procedimentos de manobra e conseqüente redução de custos. O operador do COI pode realizar as manobras de todo o sistema de transmissão, evitando deslocamento de pessoal.
- Automação do fluxo de informações. O registro em tempo real das informações provenientes da rede reduz a comunicação escrita e verbal relativas ao gerenciamento do sistema elétrico, resultando em agilização e menores custos.
- Melhor utilização dos serviços de atendimento ao cliente. A integração do serviço 0800.84.0800 com os dados colhidos do sistema de automação, permite que seja feita uma triagem automática das reclamações dos clientes, fornecendo um diagnóstico de abrangência do defeito e priorizando os atendimentos.

9.0 - CONCLUSÃO

A COSERN vive hoje um processo de grandes mudanças. Uma dessas mudanças foi o seu projeto de

modernização, que teve como uma das metas principais a implantação do Sistema de Automação. Os resultados são expressivos. Cabe aqui salientar que a primeira subestação automatizada foi integrada ao COI em junho de 1998, e a última em outubro de 2000. Portanto, em apenas três anos, a COSERN automatizou todas as suas subestações e uma grande parte do sistema de distribuição, representando um marco histórico em todo o Sistema Elétrico Nacional. Isto significa uma parte da COSERN. Uma Empresa que desenvolve-se tecnologicamente, a cada dia, para prestar um serviço de fornecimento de energia elétrica em níveis de excelência a seus clientes.

10.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Pontes, J. Renato Maciel, Lima I. Cocentino - O Sistema de Automação e Telecomunicações da COSERN - Tecnologia a Serviço do Cliente. I Seminário Nacional de Controle e Automação – Salvador, BA, setembro de 1999.
- (2) Pontes, J. Renato Maciel, O Sistema de Supervisão e Controle da COSERN. VI STPC, Seminário Técnico de Proteção e Controle, Natal, 27/09 a 02/10/1998.
- (3) Pontes, J. Renato Maciel, 1996 - Controle de Tensão e Reativos Através de Estratégia Integrada - Computador de Posições Sob Carga e Banco de Capacitores III SIMPASE – Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, Rio de Janeiro, 22 a 27/09/1996.
- (4) Desenvolvimento de uma Nova Geração de Centros de Controle, CEPEL/PUC - Maio de 1992.
- (5) Manual de Configuração de Sistema Integrado, Fab. Team Artech.
- (6) Instrução Técnica de Uso da Unidade Terminal Remota Sisteam M, Fab. Ingelectric Team.
- (7) Manual Técnico da Unidade Terminal Remota C50, Fab. Foxboro.

11.0 – DADOS BIOGRÁFICOS

José Renato Maciel Pontes – Nascido em 08.04.1957 no Rio de Janeiro/RJ. Engenheiro Eletricista. Formado pela Universidade Federal da Paraíba em 1979. Mestrado em Sistemas de Automação e Controle na Universidade Federal da Bahia. Trabalhou 18 anos na COELBA. Desde 1998 trabalha na COSERN onde é responsável pelas áreas de Automação, Subestações, Proteção e Telecomunicação. Autor de vários trabalhos apresentados em Seminários Nacionais, por ex. os constantes no item Ref. Bibliográficas N^{os} (1), (2) e (3).

Albany Pita Xavier - Nascido em 07.08.1973 em Maceió/AL. Engenheiro Eletricista. Formado pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte em 1997. Trabalha na COSERN desde 1998 onde é responsável pela área de Automação.