



## XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

### Plataforma Integradora de Sistemas de Supervisão e Controle ao Sistema Corporativo

<b>André Valentim</b>	<b>Caio Alencar</b>	<b>Fátima Mesquita</b>
<b>Synapsis Brasil LTDA</b>	<b>COELCE</b>	<b>COELCE</b>
valentim@synapsisbrasil.com.br	aalencar@coelce.com.br	fmesquita@coelce.com.br

-

<b>Ricardo Guimarães</b>	<b>Henrique Innecco</b>	<b>Romulo Carneiro</b>
<b>Synapsis Brasil LTDA</b>	<b>Synapsis Brasil LTDA</b>	<b>Synapsis Brasil LTDA</b>
rguima@synapsisbrasil.com.br	hinnecco@synapsisbrasil.com.br	romulo@synapsisbrasil.com.br

#### Palavras-chave

Integração de sistemas  
Sistemas SCADA  
Sistemas DMS  
Sistemas técnicos corporativos  
CIM (Common Information Model)

#### Resumo

Com o desenvolvimento de novas tecnologias para integração de projetos de automatização das redes de distribuição aos sistemas corporativos, a COELCE integrou o sistema de supervisão e controle (SCADA) aos seus sistemas técnico operacional, comercial e administrativo. A utilização de um modelo CIM (Common Information Model) proporcionou em um curto intervalo de tempo a modelagem de sua rede elétrica em representações alfanumérica, esquemática e cartográfica, permitindo uma interação de fácil navegação entre estas representações e disponibilizando às diferentes áreas da empresa uma poderosa ferramenta de gestão, manutenção, supervisão e operação das redes. Este artigo considera o cadastro georeferenciado em uma representação contínua de todas as redes de alta, média e baixa tensão, podendo localizar os diferentes equipamentos elétricos da rede, bem como a conexão de seus clientes com a rede. Como resultado, a integração permitiu otimizar o fluxo de informações entre o centro de controle e a central de relacionamento da concessionária, fornecendo uma pesquisa incorporada ao tempo real, mais rica, realizada em um âmbito maior, reduzindo o intervalo de tempo necessário para a gestão do negócio da distribuição de energia. Além disso, permitiu também melhorar a qualidade e reduzir o tempo de apuração dos indicadores de qualidade da companhia.

## **1. Introdução**

As crescentes exigências impostas às concessionárias tanto por seus clientes quanto pelos órgãos reguladores, relacionados com a apuração dos indicadores de continuidade de fornecimento, motivaram a estas empresas a investirem em tecnologias para integração de projetos de automatização das redes de distribuição a seus sistemas corporativos. A COELCE, empresa do grupo espanhol ENDESA, concessionária de distribuição de energia elétrica cearense, com 2,5 milhões de clientes, distribuídos em uma área de concessão de 146.817 km<sup>2</sup> em 184 municípios, não foi exceção a esta inovação tecnológica. Há 3 anos integrou o sistema de operação ao sistema corporativo, proporcionando em um curto intervalo de tempo a modelagem de sua rede elétrica em representações alfanumérica, esquemática e cartográfica, permitindo uma interação de fácil navegação entre estas representações e disponibilizando às diferentes áreas da empresa uma poderosa ferramenta de gestão, manutenção, supervisão e operação das redes elétricas e de outros negócios próprios das áreas associadas à distribuição e ao telecontrole. Esta integração considera o cadastro georeferenciado em uma representação única e continuada de todas as redes de alta, média e baixa tensão, bem como a localização dos diferentes equipamentos elétricos da área de concessão e ainda a conectividade de seus clientes com a rede. O conceito fundamental estabelecido para esta plataforma é a integração com os diferentes sistemas de informação que compõem a realidade comercial, administrativa, financeira e operacional da concessionária, permitindo uma integração com o sistema comercial (ligação de novos clientes, indicadores de continuidade, consumos), com o sistema administrativo (projetos, obras e manutenção) e com sistemas de supervisão e controle.

Durante a realização da integração, a experiência obtida no processo de implantação envolveu diferentes tópicos, tais como problemas de cadastro de redes em zonas de difícil acesso; configuração de hardware específico (redundante e clusterizado) para se obter uma alta disponibilidade; a habilitação de sistemas em tempo real; a integração de sistemas corporativos divergentes; a integração de diversas plataformas de software e hardware, entre outros.

## **2. Realidade anterior à integração**

Anteriormente, as ações dos usuários corporativos resultavam em consultas e utilização de diversas fontes de dados em variados sistemas de informação. Este fato produzia uma elevada perda de tempo e um constante retrabalho tanto dos usuários de sistemas de supervisão e controle quanto dos sistemas corporativos, ressaltando ainda a grande quantidade de atendimentos por serviços de microinformática, a crescente demanda por melhoria de sistemas corporativos isolados e equipamentos, relacionando-se estes à infra-estrutura de TI. Os sistemas de supervisão e controle SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) e os sistemas técnicos corporativos até então existentes não contemplavam uma rede elétrica georeferenciada, também não havia existência de uma cartografia nos sistemas para as cidades que contemplassem um levantamento topográfico destinado a fornecer as distâncias de suas localizações. Os clientes não eram relacionados à rede elétrica, não possuindo nenhum vínculo, visto que não eram referenciados através da estrutura da rede elétrica proprietária do centro de transformação. Existiam ainda uma série de sistemas e módulos técnicos não integrados. O Sistema SCADA estava com o suporte descontinuado devido ao vencimento de contrato de manutenção com o fabricante. Havia carência de Hardware apropriado aos trabalhos desenvolvidos em determinadas áreas da empresa.

### 3. O Sistema Técnico Corporativo

O Sistema Técnico de Distribuição de Energia instalado na COELCE foi o Sistema de Distribuição das Américas – SDA, o qual se baseava em uma estrutura desenvolvida e em uso em outras empresas do grupo ENDESA. O SDA tem como finalidade permitir uma gestão integral da distribuição de energia elétrica, englobando os processos de planejamento até a manutenção das redes de transmissão e distribuição, incluindo operação, telecontrole, tele-supervisão com expressivas condições técnico-econômicas de qualidade e custos operacionais. O SDA está organizado em módulos funcionais, caracterizando-se por dispor de uma organização mínima e procedimentos simples, que permitem fazer frente às circunstâncias mais usuais. Além disto, seu elevado poder de síntese permite aplicar sinergia na gestão de negócios e otimização de processos, permitindo também a utilização de ferramentas de consultas geográficas, entre outras funcionalidades.

Os módulos do sistema estão orientados às áreas de Atendimento ao Cliente, Planejamento de Redes, Operação do Sistema Elétrico, Obras, Manutenção e Qualidade do Fornecimento. Através do SDA, foi possível a integração dos sistemas técnicos com Sistemas de Informação existentes nas áreas Comercial e Administrativa. A estrutura dos módulos do SDA e sua interação com o SAC é mostrada na Figura 1.

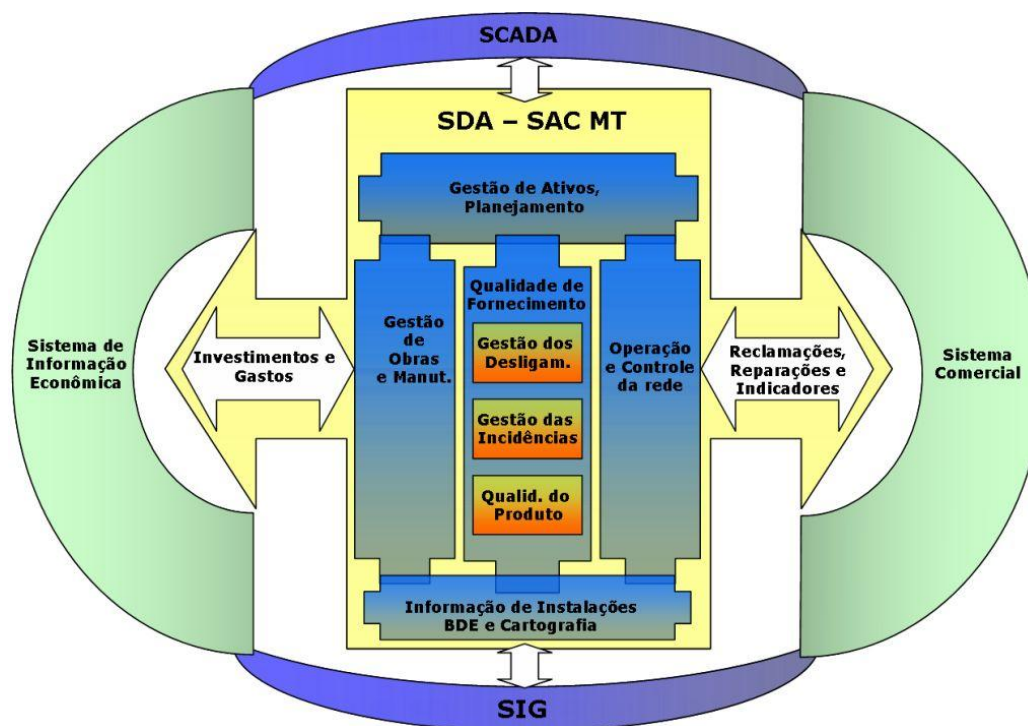


Figura 1 - Estrutura de integração do Sistema de Distribuição das Américas

Um aspecto relevante no SDA está na utilização de uma base de dados unificada, a qual possibilitou avanços significativos no cadastro da rede elétrica e dos clientes assim como implantou a filosofia de gestão da informação através de incrementos aplicados pelos Centros de Supervisão e Controle. O SDA também cumpriu com os requisitos legais do órgão regulador para o cálculo de indicadores de continuidade individuais.

#### 4. Plataforma Integradora (SAC)

A plataforma integradora (SAC – Sistema de Ajuda a Condução) é um sistema que abrange praticamente a totalidade dos processos do negócio da distribuição elétrica. O foco principal do SAC é a operação da rede elétrica com seus requisitos de operação em tempo real. Com o sistema SAC é possível identificar o estado de fornecimento em um determinado momento através da visualização de manobras e chaveamentos, garantindo informações necessárias para o atendimento ao cliente realizado na Central de Relacionamento no momento de incidências intempestivas ou programadas.

Um valor agregado importante proporcionado pelo SAC são as funcionalidades de Gestão de Desligamentos (Trabalhos Programados) e Gestão de Incidências (Trabalhos Imprevistos), colaborando de forma importante com a melhoria da qualidade de serviço e das normas de segurança da operação da rede. O principal objetivo do sistema SAC é proporcionar aos operadores do centro de controle uma visão única dos sistemas necessários para a operação da rede elétrica (interface única). Para isso, o SAC se comporta como um agente integrador de sistemas, sendo sua arquitetura projetada especialmente para conseguir esta meta. O sistema SAC foi desenvolvido para aproveitar as funcionalidades dos sistemas existentes na organização e integrá-las em seu ambiente, mostrando ao usuário como se fossem suas. O SAC é fortemente integrado ao SDA de forma que permite aos demais usuários consultarem em tempo real as incidências ativas em qualquer momento, o que dá suporte as decisões da operação.

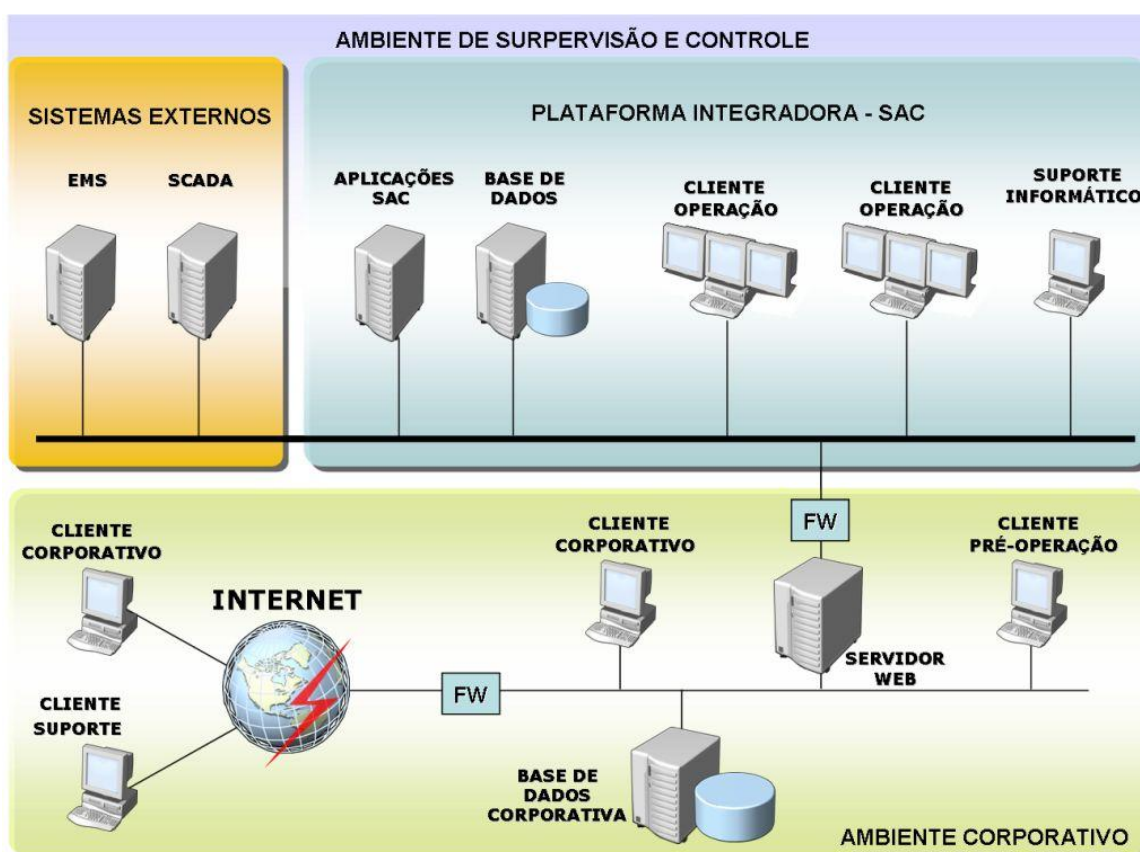


Figura 2 - Disposição tecnológica do projeto de integração



## *Arquitetura de Integração*

Um dos aspectos técnicos mais valiosos que o SAC oferece é a disponibilidade e facilidade de acesso à informação de tempo real do sistema através de um enlace ICCP com os sistemas SCADA. O sistema SAC oferece a possibilidade de publicar a informação de tempo real requisitada na rede corporativa de forma totalmente desvinculada do Centro de Controle, ou seja, todo o acesso à informação publicada a partir da rede corporativa não terá nenhuma influência no ambiente de operação do sistema.

Com ênfase na integração de sistemas de supervisão e controle às sistemas corporativos, a plataforma SAC possui definida uma completa interface padronizada do sistema (API-EMS), composta de um conjunto de primitivas a partir das quais os sistemas externos poderão estabelecer comunicação com o sistema SAC. Esta informação pode ser acessada de duas formas: Acesso à Base de Dados de Tempo Real através do SDA e acesso ao Barramento de Informação SAC Corporativo (Off-line), apresentada na Figura 3.

## **5. Metodologia da Integração**

O projeto incluiu a implantação dos sistemas técnicos corporativos (Sistema de Distribuição das Américas – SDA), o cadastro de redes com a localização georeferenciada de clientes e a implantação do SAC com integração ao SDA e com os sistemas de supervisão e controle SCADA. Com a integração dos sistemas, foram integrados também os principais processos de gestão dentro do âmbito do centro de controle, dentre eles o processo de gestão Incremental da Rede, Trabalhos Programados, Incidências, Medidas e Alarmes.

### *5.1 Gestão incremental da rede.*

Após realizado o cadastro georeferenciado dos equipamentos elétricos da concessionária, com todos os elementos pertencentes à rede de distribuição e transmissão carregados em uma única base de dados e com representação ortogonal (unifilar) sincronizada com uma representação cartográfica (georeferenciada), estabeleceu-se o processo de atualização cadastral da rede elétrica através do sistema SAC com a replicação das alterações da rede via gestão incremental.

Uma característica importante do SAC é o movimento incremental de toda a base de dados (esquema gráfico, subestações, média tensão, enlace ICCP etc.). Entende-se por gestão incremental da base de dados o fato de que as modificações realizadas não interrompem a operação e somente afetam aos elementos envolvidos nas atualizações. Um incremento é definido como um conjunto de modificações na base de dados agrupadas e que são realizadas sob a mesma intervenção do usuário. O sistema realiza as modificações da Base de Dados em Tempo Real mediante a aplicação dos incrementos. Uma vez aplicado um incremento no sistema, o Operador do Centro de Controle tem a opção de cancelar e posteriormente desfazer do sistema as alterações incluídas no incremento. O cancelamento de um incremento é independente dos possíveis incrementos posteriores que tenham sido aplicados.

### *5.2 Gestão de desligamentos programados.*

Todos os trabalhos programados, inclusive aqueles que necessitem de uma alteração da rede elétrica, as ações de inspeção, manutenção e planejamento são geridas por este processo. Estão incluídas nesta atividade todas as etapas de uma programação, desde sua criação, aprovação, execução e encerramento, com a replicação de dados da base de dados corporativa para a base de dados em tempo real, o que permite um processo adequado de gerenciamento para todas as atividades relacionadas ao processo de Gestão de Desligamentos. O tratamento dos desligamentos ou trabalhos programados a partir do SAC tem duas etapas claramente

diferenciadas: Pré-operação e Operação. A etapa de Pré-Operação tem uma componente de planejamento e outra componente de estudo de execução do trabalho programado. Começa com a solicitação do desligamento e é concluída com o desligamento confirmado e programado por todas as partes implicadas. Na etapa de Operação o desligamento é executado pelo Centro de Controle e pela equipe do desligamento, utilizando as informações da base de dados corporativa. Na execução do desligamento é criada automaticamente uma incidência programada e associada ao desligamento, na qual são inseridas as manobras realizadas e a afetação correspondente, para os tipos em que o trabalho programado provoque uma afetação. Toda a informação dos desligamentos está disponível na Base de Dados Corporativa e pode ser consultada pelo Sistema de Gestão de Desligamentos (SGD) corporativo e pela Central de Relacionamento, para isso é realizado uma replicação de dados que compõe o desligamento a cada 30s entre o SAC On-line e o SGD off-line.

### 5.3 Gestão de Incidências.

As atividades de gerenciamento de incidências (ocorrências) relacionadas ao sistema elétrico da concessionária estão compreendidas neste processo. A gestão de incidências abrange a geração dos registros de interrupção do fornecimento a partir das ligações de clientes realizadas à Central de Relacionamento ou pela detecção automática de incidências a partir do sistema SCADA. O sistema de Gestão de Incidências (SGI) se encarrega de gerenciar os incidentes na rede elétrica. Um incidente é definido como toda anomalia de fornecimento elétrico passível de ser registrada com afetação ou não da continuidade de fornecimento aos clientes. Um dos objetivos do registro dos incidentes é a realização da análise da pós- operação e para a apuração dos indicadores de continuidade de fornecimento. Outro objetivo do subsistema SGI é disponibilizar as informações de prazos de normalização e orientações gerais de restabelecimento do fornecimento aos clientes atendidos pela Central de Relacionamento.

Os incidentes podem ser originados a partir de Incidências Imprevistas, Trabalhos Programados ou Trabalhos de Operação.

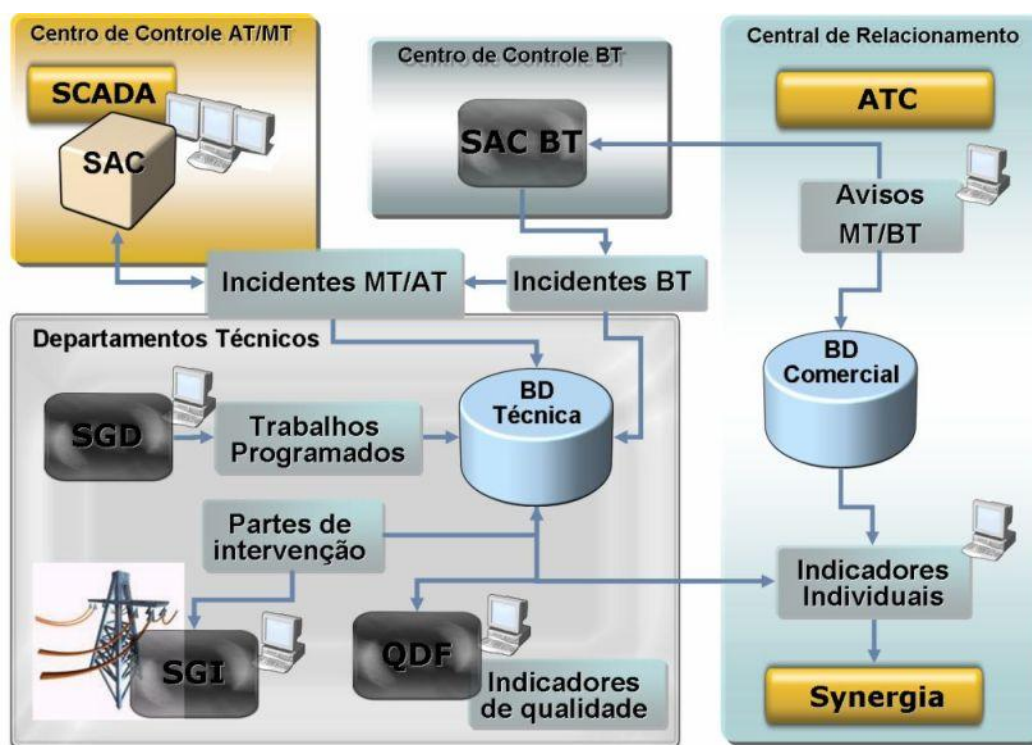


Figura 4 – Ambiente integrado do processo de Gestão de Incidências

## **Incidências Imprevistas**

As incidências imprevistas caracterizam-se por uma afetação no fornecimento de energia elétrica. Em primeiro lugar são detectadas, e posteriormente, a partir do Centro de Controle, são devidamente localizadas e solucionadas mediante uma seqüência de manobras de reposição. O sistema SAC gera uma incidência imprevista automaticamente com um formato de vistas gráficas associadas nas situações de disparo automático, abertura manual de um disjuntor de subestação pelo operador, detecção de Zero de Tensão na saída do alimentador da subestação (Circuito), mudança de estado de um dispositivo da rede de média tensão e qualquer comando de dispositivos de manobra que provoquem uma desenergização na rede.

A partir do ponto de vista de análise da pós-operação para cálculo dos indicadores de continuidade de fornecimento, são registradas as informações da realização de manobras, agrupando em diferentes etapas de reposição e intervalo de tempo. Cada etapa de reposição é caracterizada por uma manobra e uma mudança da zona de afetação. São registradas também nas afetações relacionadas os transformadores de distribuição elétrica em cada etapa de reposição.

## **Trabalhos Programados**

A etapa de execução de trabalhos programados é tratada também a partir do subsistema de Gestão de Incidências (SGI). Durante esta etapa, as manobras e afetações do trabalho são registradas em uma incidência associada ao trabalho programado. Desta forma, a interface utilizada para a Gestão de Incidências e de Desligamentos é a mesma. Para o processo, enquanto durar a execução do desligamento, isto é, até seu fechamento, o sistema mantém uma dualidade trabalho programado - incidência representada por duas entidades associadas: o trabalho programado, com os dados relativos a sua gestão e suas manobras e afetações previstas, a a incidência, com os dados relativos a suas manobras e afetações reais.

## **Trabalhos de Operação:**

Os trabalhos de operação englobam o trabalho com banco de capacitores, a regulação de transformadores e os acoplamentos e demais variações topológicas (sem afetação) conduzindo a uma melhor operação da rede, basicamente em termos de segurança.

Os trabalhos de operação são dos tipos Diários e Vigilância. Os trabalhos diários compreendem atividades de conexão/desconexão de banco de capacitores, regulação de transformadores, acoplamentos e outras variações topológicas sem afetação. Os trabalhos de vigilância correspondem à normalização de anomalias detectadas na rede através do processo de vigilância ( sobrecargas, saturações ).

### *Gestão de Alarmes e Medidas.*

Esta funcionalidade tornou possível a visualização de medidas e alarmes gerados, permitindo a criação de processos baseados na recepção destes eventos, quando estes dados são publicados na base de dados do SAC utilizando um *middleware* de comunicação. Os usuários corporativos obtêm o acesso a tais dados facilmente utilizando da intranet da concessionária. A representação da replicação de alarmes e medidas pode ser observada na Figura 3 com a utilização de um Servidor WEB acessando os dados históricos em uma base de dados somente de leitura (read only) bem como o acesso em tempo real utilizando o barramento de informação OFF-LINE do SAC.

## 6. Conclusão

Com a implantação da plataforma integradora SAC na COELCE, realizou-se a integração dos sistemas de supervisão e controle aos sistemas corporativos da concessionária, permitindo ainda a possibilidade de interconexão com outros centros de controle. Foi disponibilizada uma nova interface gráfica de usuário, auxiliando a forma de operação e consulta a equipamentos e representações da rede elétrica. Com a utilização do dicionário de alarmes, tornou-se possível a compactação e homogeneização dos alarmes provenientes dos sistemas SCADA, auxiliando de maneira importante na condução da operação das redes elétricas de distribuição e transmissão. A Gestão do inventário da rede, por meio da gestão incremental de dados, tornou-se uma realidade presente com maior controle na apuração dos indicadores de continuidade de fornecimento. A Gestão informática dos processos integrados permitiu o pronto restabelecimento do sistema utilizando a configuração da arquitetura de Alta Disponibilidade, requisito fundamental a um sistema de controle de sistemas elétricos.

A Integração com os sistemas corporativos permitiu ainda uma pesquisa incorporada ao tempo real, tornando a pesquisa mais rica, realizada em um âmbito maior, reduzindo o intervalo de tempo necessário para a gestão do negócio da distribuição de energia, compartilhando informações dos sistemas SCADA com a rede corporativa para várias funções administrativas, de projeto, de obras e planejamento, fato este que tem possibilitado a tomada de decisões gerenciais e estratégicas. Outro fato constatado foi à forma pela qual o registro dos dados em uma nova base de dados integrada, que permitiu uma crescente melhoria na gestão dos indicadores de continuidade de fornecimento, possibilitando o cumprimento legal aos requisitos do órgão regulador. A integração possibilitou também o gerenciamento dos serviços executados para Obras e a Manutenção do sistema elétrico, proporcionando uma evolução da qualidade do serviço prestado ao cliente evidenciado através de pesquisas de satisfação. Tais ações permitiram ainda que a concessionária invista na melhoria dos processos e em novas estratégias de negócio e que vislumbre o desenvolvimento de novas aplicações, sem contudo, deixar de permear o desenvolvimento das aplicações existentes.

## 7. Bibliografia

- [1] IEC 60870-4 (1990) Telecontrol equipment and systems. Part 4: Performance requirements.
- [2] IEC 61970 – Energy Management System Application Programming Interface (EMS-API) — Final Draft International Standard. Part 301: Common Information Model (CIM) Base, v 10.4, Nov. 2003
- [3] QUEIROZ, H.L., Metodologia para Definição de Agrupamento de Consumidores e os Requisitos de Qualidade do Fornecimento, In: Anais do XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI), 2002, Salvador, Brasil.
- [4] Oracle9i Real Application Clusters Concepts Release 2 (9.2) March 2002.