



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Plataforma Integrada para Operação do COS e COD da RGE

Requisitos, Experiências e Perspectivas Futuras

Ademir Perez	Leonardo Freitas Jacques	Rodrigo Bertani
Rio Grande Energia - RGE	Rio Grande Energia - RGE	Rio Grande Energia - RGE
aperez@rge-rs.com.br	ljacques@rge-rs.com.br	rbertani@rge-rs.com.br

A. Valmor Zampieri	Carlos José De Carli	Tiago Torres dos Santos
Sul Engenharia	Sul Engenharia	GSEE/PUCRS
zampieri@sulenge.com.br	decarli@sulenge.com.br	tiagots@puhrs.br

Palavras-chave

Automação da Distribuição

Centros de Operação

Comunicação GPRS

Supervisão e Controle

Data Center

Resumo

Nesse artigo é apresentada a solução de supervisão e controle desenvolvida para atender as necessidades de automação da empresa Rio Grande Energia S/A – RGE, desde o suporte de comunicação empregada para atender regiões distantes dos centros urbanos com geografia formada por serras e vales, a construção de um Sistema de Supervisão e Controle (SSC) único para atender os requisitos de integração e operação compartilhada entre o Centro de Operação do Sistema (COS) e o Centro de Operação da Distribuição (COD), Também são abordados os requisitos e as soluções adotadas para permitir este tipo de compartilhamento, atentando para os aspectos de segurança e rastreabilidade das ações de comando e gestão do sistema elétrico, incluindo além da supervisão e controle do sistema elétrico, a monitoração em tempo real das condições climáticas da região norte do Rio Grande do Sul, a partir de estações meteorológicas instaladas em pontos estratégicos em

subestações da área de concessão da RGE. São relatadas ainda situações reais de recomposição e isolamento de falhas a partir da experiência neste período de utilização do novo sistema, bem como as perspectivas futuras nas ações de coordenação de tensão que serão possíveis com a inserção de outros equipamentos no sistema, tais como reguladores de tensão e bancos de capacitores. Isto permitirá o fechamento da malha de controle pelo COD com o envio de ajustes de tensão desejado aos reguladores nas diferentes situações operativas.

O sistema encontra-se em operação plena no COS e COD da RGE supervisionando e comandando 61 subestações de sub transmissão, 22 Chaves, 45 Religadores e 1 Regulador de Tensão.

1. Introdução

A adoção de uma estrutura centralizada para os sistemas de supervisão e controle, utilizando toda a infra-estrutura dos Data Center dos órgãos de Tecnologia da Informação das empresas, permite um melhor gerenciamento dos recursos computacionais, principalmente no tocante aos aspectos de segurança, monitoração e requisitos de redundância para os sistemas críticos, emprego dos procedimentos padrões de cópias de segurança, rotinas de pronto restabelecimento das funções e utilização dos servidores de bancos de dados corporativos para compartilhar informações com os demais setores da empresa. Esta solução permite ainda uma maior agilidade nos procedimentos de atualização, atualização e implantação de novas funcionalidades ao sistema de supervisão e controle, pois é realizado em apenas um lugar de modo centralizado [1].

Na distribuição, dada a sua dimensão geográfica e o número de despachantes em cada turno, a solução deveria permitir o gerenciamento das posições funcionais nas trocas de turnos e, em situação de emergência, direcionar operadores para atender regiões elétricas críticas, garantindo ainda que nunca um equipamento ou região fique sem operador responsável.

O baixo índice de desempenho em partes da rede de distribuição da RGE, situadas em regiões de difícil acesso e de geografia formada por serras e vales que dificultam as atividades de localização, de isolamento e de manutenção da rede sob falta, motivou a RGE na busca de uma solução tecnológica para a automação da rede de distribuição que levasse em conta uma solução integrada de comunicação com desempenho e cobertura para a região, e que fosse economicamente viável, e, deveria, em consonância com as diretrizes da empresa, contemplar a arquitetura centralizada, atender as necessidades dos sistemas de distribuição e sub transmissão e permitir a integração completa das funções de operação do Centro de Operação do Sistema (COS) e Centro de Operação da Distribuição (COD), mantendo a divisão de responsabilidades entre COS e COD com supervisão e operação compartilhada, empregar diversos meios de comunicação e uma base corporativa única para os históricos de eventos e comportamento das medidas.

Inicialmente pensava-se na função automação da distribuição como uma operação remota de abrir e fechar chaves, entretanto durante o desenvolvimento do sistema, onde modernos equipamentos para a automação da distribuição, tais como chaves, religadores e reguladores de tensão passaram a ser

supervisionados e controlados remotamente, o operador do COD passou a contar com um conjunto de informações analógicas e digitais que poderiam sinalizar o provável defeito ocorrido na rede de distribuição. Além disso, também foram disponibilizados um conjunto de controles para o gerenciamento do equipamento, que permitem alterar o seu modo de operação e suas proteções. Essa nova tecnologia oferece informações e recursos tais que permitem um conjunto de ações, de maneira coordenada e segura, de forma diversa da realizada atualmente, exigindo que em paralelo ao desenvolvimento do sistema, os operadores fossem treinados na utilização dos novos equipamentos e recursos disponíveis em cada modelo. No âmbito da coordenação da operação do COD foi realizada uma completa reavaliação dos procedimentos operativos de recomposição e desligamentos até então empregados, atentando para os aspectos de segurança na operação compartilhada entre os operadores do COD e transferência de responsabilidades de operação entre COS e COD.

2. Sistema de Comunicação

O centro de supervisão e controle da RGE, utilizava como meio de comunicação entre o COS e as subestações supervisionadas, linhas privadas de telefonia pública (LPs), empregando o protocolo IEC 101. Uma avaliação para empregar o uso de satélite, utilizando o sistema VSAT, mostrou que tanto sob o ponto de vista de custos, como de disponibilidade, era uma solução bastante competitiva, sendo então adotado pelo novo sistema. Esta solução permitiu que as novas unidades terminais remotas empregassem o protocolo IEC104 e o sistema legado foi implementado empregando o IEC101 sob TCP/IP, mas era inadequada para a automação da distribuição, tanto pelos custos como pela impossibilidade de instalação de antenas em cada ponto da rede de distribuição onde seriam instalados os equipamentos de automação. A busca da solução de comunicação para a rede de distribuição devia levar em consideração a geografia da área atendida pela RGE, boa parte constituída pela região serrana do Rio Grande do Sul, com locais de difícil acesso. Optou-se por avaliar o desempenho da automação empregando-se transferência de dados sobre a rede de telefonia celular, no caso o GSM-GPRS (*Global System for Mobile Communication - General Packet Radio Server*) [2], fazendo-se um piloto para monitorar e comandar uma chave NU-LEC® CAPM5 e um religador COOPER® F5 através do protocolo de comunicação DNP3. O desempenho da tecnologia e os custos de instalação e taxa mensal cobrada pela operadora de telefonia celular, sinalizavam como uma solução tecnicamente e economicamente viável.

Como as redes GPRS das operadoras públicas de telefonia celular não garantem um IP fixo para acesso ao modem GPRS, foi necessário o desenvolvimento de um gateway entre os modems celulares e o sistema SCADA. Dessa forma, o modem se responsabiliza em estabelecer a conexão com o gateway e mantê-la disponível ao sistema.

Após a instalação dos primeiros equipamentos em campo, observou-se que o módulo de comunicação (modem GPRS) não garantia uma conexão permanente com a base (GateWay), exigindo em condições extremas a execução de um reset local no modem. A automação da distribuição exige uma

disponibilidade de comunicação próxima a 100%, não sendo admissível este tipo de procedimento. A etapa seguinte foi especificar junto ao fabricante do equipamento funções de monitoração e restabelecimento da comunicação de forma automática (watch dog), que uma vez implementados passaram a garantir o funcionamento contínuo do sistema.

A solução de comunicação para o sistema de supervisão e controle dos sistemas de sub transmissão e distribuição esta implantada segundo a figura abaixo, e incluiu a integração da Subestação Móvel da RGE em 69 kV, a qual foi equipada com um modem GPRS.

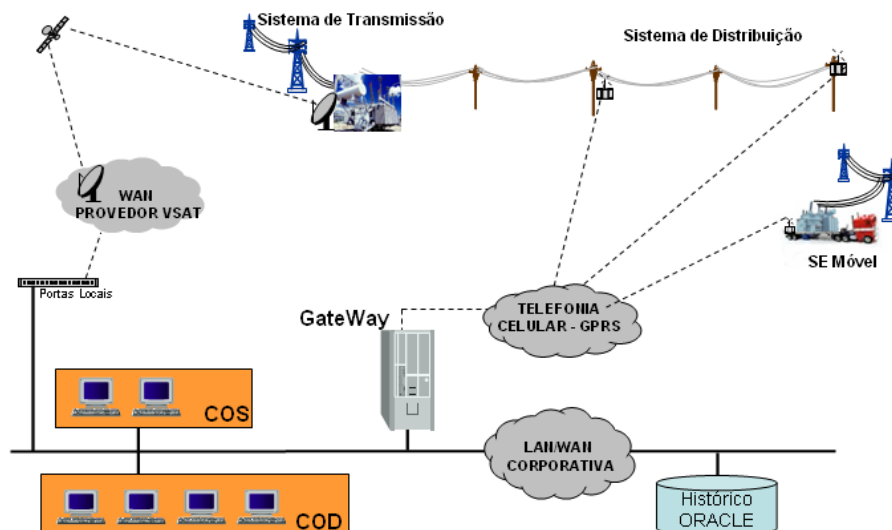


Fig. 1 Comunicação GSM/GPRS - VSAT

3. Arquitetura do Sistema

Em centros de controle mais antigos, existe pouca ou nenhuma integração com os sistemas corporativos, dificultando a disponibilização de informações para outros segmentos da empresa. O avanço tecnológico e a adoção de plataformas distribuídas e abertas, proporcionou um cenário ideal para a integração de sistemas SCADA às bases de dados corporativas, tanto na busca automatizada de informações cadastrais e dados provenientes dos programas elétricos e energéticos como na formação de bases históricas corporativas suportados por gerenciadores de banco de dados do tipo SQL based.

Seguindo esta linha, o sistema foi desenvolvido utilizando o Elipse E3, que prove de maneira bastante simples e eficiente estabelecer conexões com bases corporativas, e um eficiente e robusto sistema de armazenamento de dados históricos de tempo real. Além disto, a utilização do recurso de bibliotecas do Elipse, permite a criação de objetos de dados e objetos telas padronizados, de modo que qualquer instância do objeto tenha o mesmo comportamento, facilitando a manutenção e a implementação de novas funcionalidades.

A arquitetura do sistema é do tipo cliente x servidor, isto é, a aplicação responsável por funções de comunicação, tratamento de alarmes e interface com bancos de dados, são concentrados em um processo chamado de E3 Server, o front-end com o usuário se dá através das estações clientes que executam um programa chamado E3 Viewer. Como forma de manter redundância, foram instalados dois servidores executando a função de E3 Server no modo Hot Standby, com a base de dados

replicada, isto é, no caso de falha de um dos servidores, o outro assume automaticamente a função principal, permitindo a continuidade da operação e a integridade de dados do sistema.

O banco de dados de tempo real contém os dados históricos de curto prazo (até 6 meses), sendo armazenados nos servidores de tempo real utilizando o Microsoft SQL Server. Este banco de dados contém as informações para suporte as funções de trend e tratamento de alarmes e registro de eventos, já a base histórica de longo prazo, é disponibilizada em bases históricas corporativas.

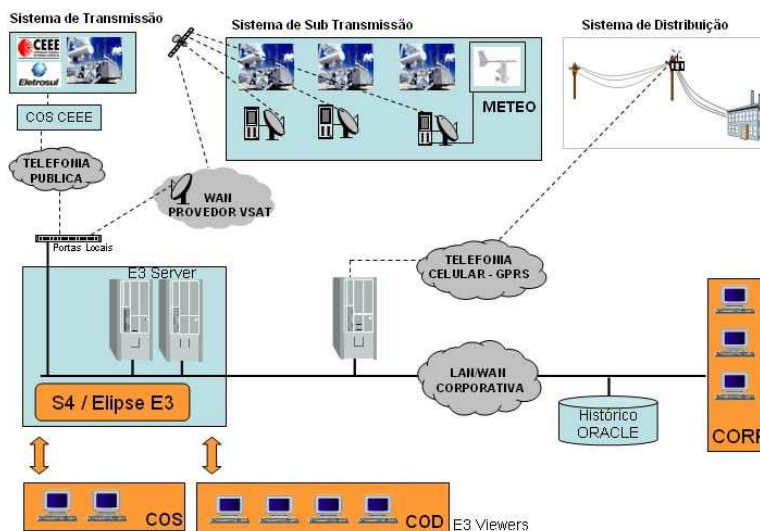


Fig. 2 Arquitetura do Sistema

O sistema é responsável por tratar e armazenar todas as informações digitais e analógicas disponibilizadas pelas UTRs monitoradas, além de disponibilizar uma interface para a realização dos diversos comandos disponíveis e visualização do estado operacional da rede de distribuição. Através da função de tratamento e manipulação de alarmes o operador tem condições de identificar rapidamente um problema e tomar a devida medida corretiva. As informações cadastrais do sistema elétrico e dos protocolos de comunicação são suportadas por uma base de dados relacional capaz de oferecer todos os pontos de comunicação e estruturas de dados utilizadas pelo SSC. Esse banco de dados, juntamente com o servidor OPC (OLE for Process Control) [3,4] disponível no SCADA, possibilitarão que, no futuro, aplicações de DMS (Distribution Management System) e EMS (Energy Management System) utilizem os dados de tempo real manipulados pelo SSC [5].

4. Compartilhamento de Dados COS / COD

A implementação das funções de COD e COS em uma única plataforma de trabalho com os dados do sistema de distribuição e transmissão permite realizar a operação integrada com uma visão sistêmica sobre a operação de subestações, equipamentos da distribuição, monitoramento dos pontos de conexão de fronteiras com as supridoras, telemedição, monitoramento de condições climáticas terrestres através das estações meteorológicas. Tal integração disponibiliza aos operadores um maior volume de informações sobre o sistema elétrico da empresa, porém torna necessária a existência de políticas de

controle de acesso e regiões de responsabilidades. Para a implementação da operação compartilhada, algumas os seguintes requisitos foram mandatórios no desenvolvimento da aplicação:

- Todos os operadores possuem acesso à visualização das informações disponíveis no SSC;
- Cada operador possui um conjunto de equipamentos aos quais ele é responsável pelo comando e tratamento de alarmes;
- Dispositivos da Sub-transmissão só podem ser operados por operadores do COS, bem como, dispositivos da distribuição só podem ser operados pelo COD;
- Disjuntores de alimentadores podem ser operados ou pelo COS ou pelo COD, mediante requisição de operação;
- A transferência de responsabilidades de operação se dá entre operadores, ou seja, os operadores são responsáveis pela transferência de responsabilidades sobre equipamentos;

O compartilhamento dos dados entre COD e COS permitiu uma operação mais precisa e conseqüentemente maior segurança para as instalações e equipes de manutenção, pois trabalhando com uma política de responsabilidades os operadores podem definir áreas a fim de controlar de forma mais clara os equipamentos sob sua responsabilidade. A Figura 3 apresenta os disjuntores de alimentadores sob responsabilidade de um determinado operador da distribuição.

Região	Operador	AL-201	AL-202	AL-203	AL-204	AL-205	AL-206	AL-207	AL-208	AL-209
CAC2	TRANS	Verde	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho
GLO	TRANS	Verde	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho
GRA1	TRAN1	Verde	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho
	TRAN3									
PAR	TRANS	Verde	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho
TCO	TRAN1	Verde	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho	Vermelho
	TRAN2									

Log de eventos:

- Sim 17/03/2008 11:03:23 CAC2 AL203 CH1422-83 Tensão Lado X Fase A Limite Operacional Superior
- Sim 17/03/2008 10:28:18 CAC2 AL203 CH1422-83 Tensão Lado X Fase B Limite Operacional Superior
- Sim 17/03/2008 07:10:48 CAC2 AL205 CH12884-93 Estado da Chave ABRU
- Sim 16/03/2008 07:39:21 CAC2 AL205 CH1440-93 50% Fase A ATUOU

Fig. 3 Alimentadores de uma região sob responsabilidade do operador do COD.

A operação integrada permite que todos operadores possam visualizar as informações disponíveis no SSC, porém os comandos sobre cada equipamento só poderão ser realizados pelo operador responsável pela região a qual o equipamento pertence. Ao selecionar a tela de comandos de um

determinado equipamento, uma indicação visual é apresentada a todos os outros operadores, ressaltando que o equipamento está sendo operado. Isto evita a duplicidade de acesso e facilita a exteriorização da informação da ação. A figura 4 apresenta a tela de comandos de um disjuntor e a indicação no diagrama unifilar de que o equipamento esta sendo operado .

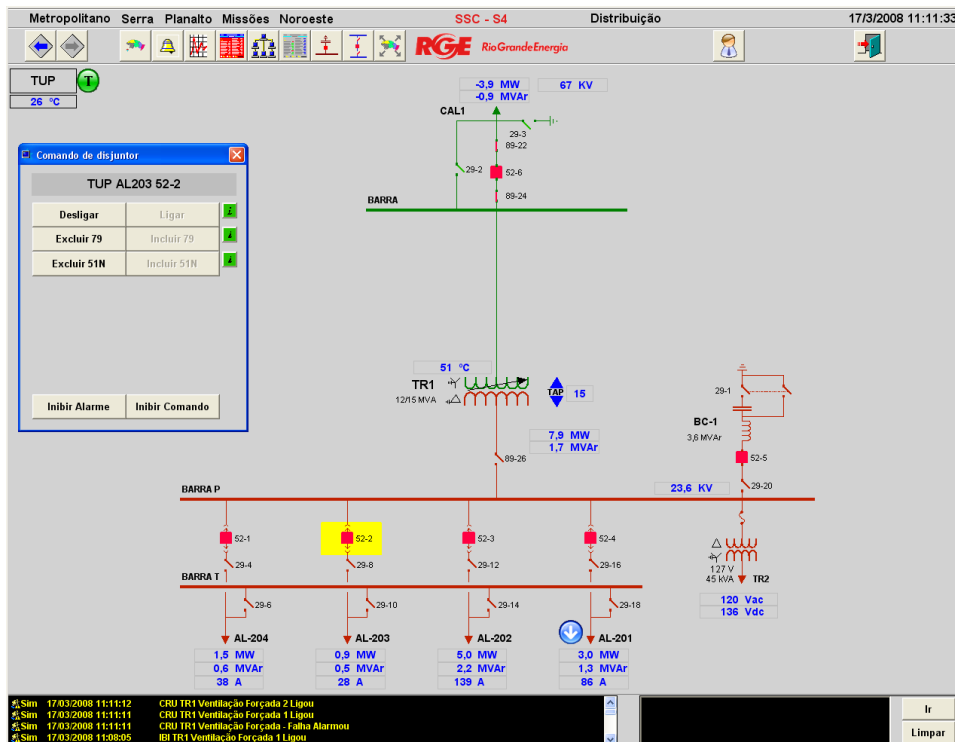


Fig. 4 Sinalização para outros operadores de equipamento sob manobra.

Para gerenciar o controle de acesso aos dispositivos da rede, foi implementada uma tela que apresenta: todas as subestações do sistema, os alimentadores que estão sob responsabilidade do COD, o operador responsável por cada subestação, os operadores logados no sistema, as informações do usuário que está acessando a tela e um bloco que permite a transferência de responsabilidades entre operadores. Através do bloco de controle, o operador pode selecionar um conjunto de subestações que deseja operar, bem como transferir um conjunto de subestações para um colega. A figura 5 apresenta a tela de gerenciamento de permissões.

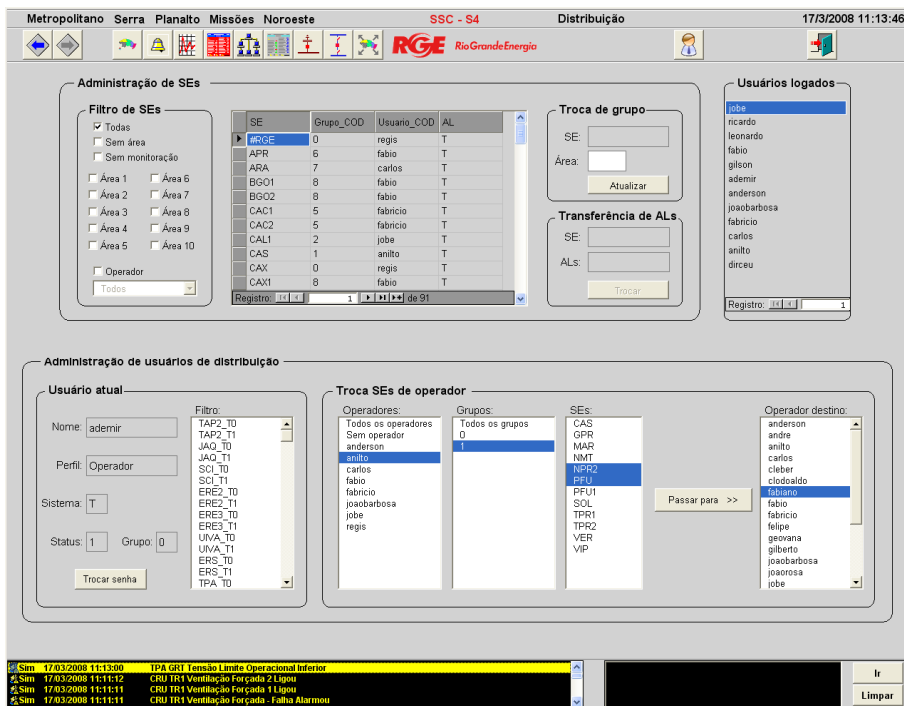


Fig. 5 Gerenciamento dos operadores e posições funcionais do COD.

5. Caso de Uso

Este caso de uso relata os recursos de supervisão e controle disponíveis no COD, em uma ocorrência real verifica no alimentador Campo Novo 203 (CNO-203), devido a um curto circuito no alimentador, a detecção do provável local da falta e as ações tomadas para o restabelecimento do fornecimento de energia aos municípios atingidos, conforme diagrama esquemático da fig 6..

- A proteção de sobre corrente do alimentador CNO-203 atuou, desarmando o disjuntor na SE CNO, como as chaves estão operando na condição seccionador coordenada com o disjuntor da SE, a chave 831.1-52 desligou, e ao operar o relé de religamento (79) na SE, a rede foi restabelecida até a chave 831.1-52, ficando o município de Braga alimentado em questão de segundos.
- O restabelecimento do fornecimento ao município de Redentora, foi feito através da transferência da carga para o Alimentador CNO-204 (desligada a chave 4124.6-52 e ligada a chave 4111.4-52.)
- O município de Miraguaí, teve sua carga transferida para o alimentador TAP-201 desligando-se o religador 811.7-52 e ligando a chave 9807.8-37.

Todos os municípios atingidos, representando um universo de 4370 consumidores, foram restabelecidos em menos de 3 minutos, ficando a rede sob falta, isolada a disposição das equipes de manutenção.

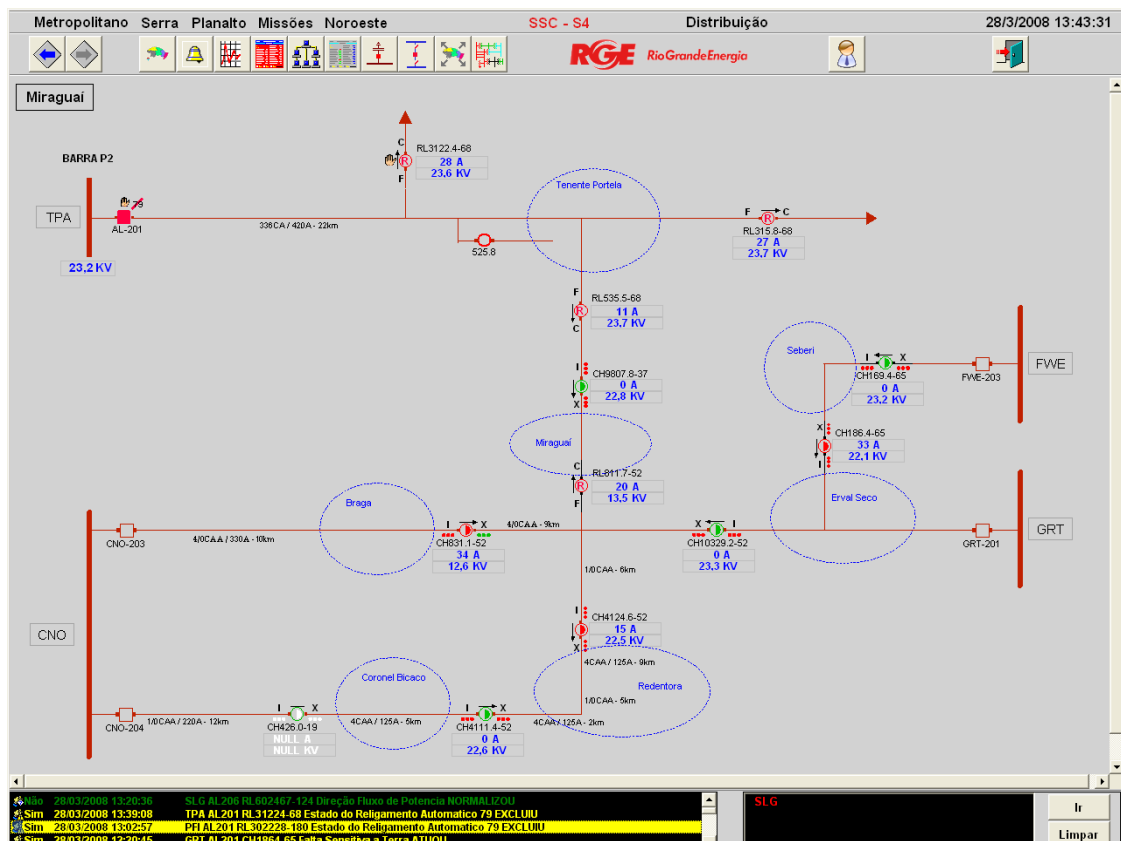


Fig. 6 Exemplo de uma tela tabular de uma região de operação do operador do COD.

Sem os equipamentos estrategicamente alocados, esta contingência verificada na rede, exigiria um tempo mínimo de atendimento de 02 horas devido às distâncias a serem percorridas e os sucessivos seccionamentos da rede e as tentativas de religamento, até a identificação da falha, comprometendo inclusive a vida útil do dispositivo por operar em condição de curto-circuito.

Outro fator seria a demanda de mão-de-obra humana para este defeito, onde se empregaria no mínimo 03 equipes percorrendo a rede, fazendo os isolamentos e transferências de carga necessárias.

Com os recursos de automação da rede, foi empregada somente uma equipe que foi deslocada para o provável local do defeito. Outro recurso importante obtido pela supervisão, é ter-se com bastante precisão o cenário operativo, que auxilia na tomada de decisão para transferência das cargas quer por carregamentos ou curto-circuitos, bem como controle de tensão na rede.

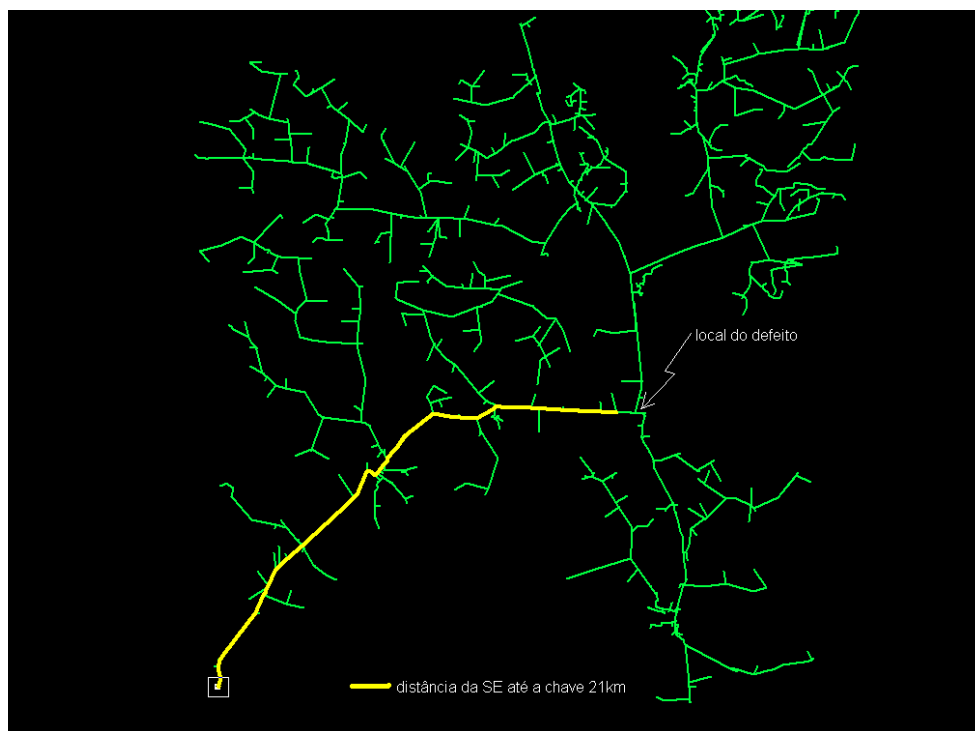


Fig. 6 Exemplo de uma tela tabular de uma região de operação do operador do COD.

6. Perspectivas futuras

Os requisitos cada vez mais rígidos nos índices de continuidade e conformidade dos serviços de fornecimento de energia elétrica, a entrada de agentes de geração e auto produtores, aliados aos novos recursos disponibilizados pelos modernos equipamentos para a operação dos sistemas elétricos, mostram claramente a necessidade de expandir os recursos dos sistemas de supervisão e controle, para incluir estas novas tecnologias, bem como o desenvolvimento de novas funções para aplicação nos COS e COD para gerenciar despacho de geração e operação ilhada das redes de distribuição, o fechamento da malha de controle pelo COD, por exemplo, determinado regulador de tensão poder receber o novo ajuste de referência de tensão a partir do COD. Além disso, a concepção destes centros de controle deve permitir acompanhar a crescente evolução dos meios de comunicação, protocolos, requisitos de telemetria e funções de gerenciamento da rede neste novo cenário.

7. Conclusões

Os ganhos operativos advindo do processo de supervisão e telecomando dos sistemas de transmissão e distribuição da RGE, integrados e em um único centro de operação, provendo dados históricos corporativos, trouxe uma melhoria significativa à função operação, onde podemos destacar:

- Maior agilidade nas ações de desligamentos, recomposição do sistema, localização e isolamento de regiões da rede sob defeito, com conseqüente melhoria nos índices de desempenho.

- Padronização e integração dos procedimentos operativos entre COS e COD, permitindo uma melhor gestão dos recursos humanos em situações de contingências.
- Facilidade na análise do desempenho do sistema, e reavaliação dos procedimentos de recomposição e desligamentos, a partir da análise de casos na base de dados histórica da rede corporativa.
- Maior facilidade no treinamento, divulgação e implementação de novos procedimentos operativos.

8. Referências bibliográficas

1. SANTOS, A.L. Metodologia para Integração de Centros de Operação Regionais - XVI SENDI – Brasília, DF
2. MENDONÇA, Igor. Uma abordagem de gerenciamento remoto do sistema de energia elétrica usando WEB Services sobre tecnologia GPRS – XIX SNPTE – RJ –out/2007
3. OPC Task Force, “OLE for Process Control – OPC Overview, v.1.0, OPC Foundation”, 1998, www.opcfoundation.org/DownloadFile.aspx/General/OPC%20Overview%201.00.pdf?RI=1.
4. J. Liu, K.W. Lim, W.K. Ho, K.C. Tan, A. Tay, R. Srinivasan, et. al “Using the OPC Standard for Real-Time Process Monitoring Control ”, IEEE Software published by IEEE Computer Society, pp. 54-59, November 2005.
5. A. V. Zampieri, A. Manzoni, W. L. Feijó Jr., et. al “An Integrated Computational Environment for Management and Analysis of Electrical Energy Systems”, Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, November 2004.