

# SmartTwo – Evolução do Sistema de Processamento Inteligente de Alarmes

Antonio Sergio de Araujo\*, Eloi Rocha Neto, Frutuoso Gusmão Amorim, Jacques Philippe Sauvé, Jorge Abrantes, Pedro Sergio Nicolletti

**Resumo** - Apresenta-se uma ferramenta computacional para o diagnóstico automático de falhas em redes elétricas que utiliza uma técnica híbrida de correlação de eventos. A técnica combina os raciocínios, baseado em modelos com o baseado em regras para eliminar as deficiências decorrentes de atualizações topológicas deste último. A especificação e a estratégia de desenvolvimento são apresentadas, incluindo os resultados da aplicação prática e sua integração ao sistema de supervisão e controle da Chesf em sua fase de operação experimental no Centro Regional de Operação de Sistema Leste - Chesf.

**Palavras-chave** – Causa raiz, Diagnósticos Gráficos, Estabilidade de Sistemas Elétricos, Sistemas Baseados em Conhecimento, Sistemas de Processamento Inteligente de Alarmes.

## I. INTRODUÇÃO

Os Centros de Operação de Sistema que supervisionam e controlam o Sistema Elétrico de Potência (SEP) da Chesf têm a complexa tarefa de gerenciar grandes áreas eletrogeográficas. Esta operação é realizada com o auxílio de um sistema de controle e supervisão que faz aquisição das informações de milhares de pontos de medição de grandezas analógicas e digitais que são processados através de várias funções e disponibilizados em forma de alarmes e dados que descrevem o comportamento da rede elétrica o que torna possível o diagnóstico e a localização de condições de anormalidade no sistema elétrico.

Em situações críticas, esse volume de alarmes que chega ao centro de controle indicando situações potencialmente anormais se eleva bastante. Uma única falha no sistema elétrico pode levar a uma avalanche de alarmes. Por exemplo, um centro regional da Hydro-Québec, Canadá, registrou mais de 2000 alarmes devido a uma falha geral em uma de suas subestações e mais de 15000 alarmes em um centro de operação regional de sistema durante os primeiros cinco segundos de um colapso geral do sistema elétrico de potência[1], desta forma trazendo dificuldades para o diagnóstico

do estado operativo do sistema de potência e a conseqüente tomada de decisões sobre as ações corretivas a serem realizadas.

A análise de um grande volume de alarmes em situações operacionais críticas é um constante desafio para os centros de operação do sistema elétrico, pois aumenta o tempo de diagnóstico e de reação dos operadores, os quais devem ser capazes de "digerir" uma grande volume de alarmes para identificar os reais problemas no sistema elétrico. Desta forma, em tais momentos críticos, devido à gravidade da situação e à quantidade de clientes afetados, o tempo necessário aos operadores para descobrir o que está realmente acontecendo no sistema elétrico é muito maior. Além disso, tais especialistas mesmo com grande experiência operativa, estão sujeitos a cometer erros em situações de estresse e um diagnóstico incorreto pode agravar ainda mais uma situação operativa crítica, uma vez que uma ação corretiva equivocada pode danificar um equipamento ou propagar os efeitos de uma falha localizada para outras partes do sistema, podendo inclusive refletir em todo o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Uma forma de se reduzir a quantidade de informações que os operadores precisariam interpretar para diminuir seu tempo de resposta e de eventuais erros, é associar automaticamente os alarmes às suas causas raiz através de um sistema de filtragem inteligente. Deste modo, os operadores teriam que interpretar apenas as possíveis causas dos problemas na rede elétrica e não as suas conseqüências (ou seja, os alarmes que se apresentam sob a forma de uma árvore de falhas).

Um outro fator extremamente prejudicial à análise de alarmes pelos operadores está relacionado ao ruído nas informações que são adquiridas pelo sistema de controle e supervisão do sistema elétrico. Neste contexto, o ruído pode ser uma informação perdida ou gerada de forma espúria, a exemplo do que acontece nos estimadores de estado. Desta forma, além de dispor de um curto espaço de tempo para analisar a grande quantidade de informações, um operador tem que estar ciente de que muitas das informações em análise podem estar erradas e de que informações importantes para o diagnóstico de problemas podem ter sido perdidas durante o processo de aquisição e transmissão de dados pelos sistemas de comunicação.

Diante dessa problemática, foi desenvolvido, através de um projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) entre a CHESF (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco) e a UFCG (Universidade Federal de Campina Grande), ciclo 2001/2002, um Sistema Inteligente de Tratamento de Alar-

---

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e consta dos Anais do VI Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (VI CITENEL), realizado em Fortaleza/CE, no período de 17 a 19 de agosto de 2011.

Agradecimentos a apoio financeiro devem ser feitos aqui. Exemplo: Este trabalho foi apoiado parcialmente pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

J. M. Silva e M. C. Souza trabalham na 'nome da instituição 1' (e-mails: jmsilva@xxxx.yyy.zz; mcsouza@xxxx.yyy.zz).

J. P. Barbosa trabalha na 'nome da instituição 2' (e-mail: barbosa@xxxx.yyy.zz).

mes – o SmartOne [2]. O sucesso do projeto o levou a ser implantado em todos os centros de operação de sistema da CHESF.

Apesar do sucesso do projeto, seis características justificaram a realização de um novo projeto de P&D entre as mesmas instituições; foram elas:

- Complexidade ao tentar expressar nas regras as combinações necessárias para cobrir todos os cenários possíveis;
- Aumentar a taxa de acerto do Smart one
- Diagnósticos eram restritos a um equipamento, em situações onde vários diagnósticos eram sinalizados simultaneamente, o sistema não apresentava o diagnóstico principal (causa raiz);
- Interface de exibição dos diagnósticos era textual, o que dificultava a interpretação dos operadores;
- A inexistência de um ambiente em que fosse apresentada a informação para o nível gerencial sobre as ocorrências no setor elétrico, destacando pontos importantes como informações de disponibilidade/indisponibilidade de equipamentos em toda CHESF em tempo real, indicando, inclusive entidades afetadas quando da interrupção de cargas (cidades, hospitais, carga interrompida, etc).
- Era extremamente desejável que o sistema não se limite apenas a emitir diagnósticos de problemas que já aconteceram, mas também de situações de estresse do sistema elétrico que podem acarretar em grandes ocorrências.

A concepção do Smart Two objetivando tratar as questões delineadas acima envolveu fundamentalmente à experiência da equipe da CHESF na formação da base de conhecimento para concepção desse sistema e da UFCG na filosofia do programa que se baseia em técnicas de sistemas inteligentes e utiliza regras de inferência para a tomada de decisão.

É apresentado neste artigo o desenvolvimento da ferramenta em que consta a nova técnica para simplificar a escrita das regras; a abordagem quanto à solução para o problema de causa raiz; as evoluções em estabilidade de sistema para detecção de situações de estresse do sistema elétrico; a nova arquitetura; os resultados obtidos e os da aplicação prática são incluídos.

## II. NOVA TÉCNICA

O sucesso do SmartOne pode ser explicado ao comparar a técnica implementada com a utilizada em outros sistemas semelhantes observados na literatura. Sua principal característica está relacionada com o baixo esforço de manutenção necessário para manter a base de conhecimento atualizada, mesmo em situações onde existem mudanças drásticas na topologia, como foi comprovado ao instalar o SmartOne em outros Centros de Operação da Chesf.

Essa técnica consistiu em uma evolução do modelo convencional baseado de regras para um modelo baseado em regras genéricas. Diferentemente do convencional, onde as regras são aplicadas sobre equipamentos específicos, as regras genéricas são aplicadas sobre classes de equipamentos. Para exemplificar, ao invés da regra ser aplicada a uma determinada linha de transmissão, ela é aplicada sobre a classe

de equipamento ‘linha de transmissão’. Além disso, a técnica se apóia no conceito de conectividade, isto é, a regra não menciona a posição das chaves e disjuntores de uma determinada linha de transmissão, mas apenas se a linha está ou não conectada a algum equipamento energizado.

A Figura 1 ilustra uma regra baseada no modelo convencional, observe que a regra está relacionada com o equipamento L1-A/B e que a expressão lógica utilizada faz referência a cada disjuntor (BK) e chave (CH) relacionado com a linha. Note que para cada equipamento deve existir uma regra correspondente e que, qualquer alteração topológica, a regra precisa ser atualizada.

Regra	Desarme L1-A/B com sobretensão
Expressão lógica	BK1-A abriu & CH1-1-A fechada & CH1-2-A fechada & BK1-B abriu & CH1-1-B fechada & CH1-2-B fechada & (L1-A ocorreu sobretensão   L1-B ocorreu sobretensão)

FIGURA 1 - Regra Específica para LT

A Figura 2 apresenta, formato de regra genérica, a regra específica detalhada na Figura 1. Observe que a regra genérica não referencia o equipamento, mas a sua classe. A expressão ‘\$LT’ significa que essa regra será aplicada a todas as linhas de transmissão existentes na topologia, enquanto que ‘\$LT.ladoDe’ faz referência ao lado origem da linha referenciada. Note que, caso uma nova linha seja adicionada na topologia, nenhuma alteração precisa ser feita na regra, pois o sistema garantirá que a regra será aplicada na nova linha. Ainda analisando a regra genérica, a expressão ‘\$LT.ladoDe.foiIsolado’ avalia se o lado origem da linha sendo avaliada foi isolado, internamente, o sistema avaliará todos os disjuntores e chaves existentes na topologia e verificará se esse lado foi isolado, note que não foi necessário referenciar nenhum disjuntor ou chave, isso permite simplificar a expressão lógica das regras e evitar que a regra seja alterada diante de mudanças topológicas. As regras genéricas permitiram reduzir a quantidade de regras para aproximadamente 250 (dezenas de milhares de regras específicas seriam necessárias para expressar essas regras genéricas).

Regra	Desarme \$LT com sobretensão
Expressão lógica	\$LT.ladoDe.foiisolado & \$LT.ladoPara.foiisolado & (\$LT.ladoDe ocorreu sobretensão   \$LT.ladoPara ocorreu sobretensão)

FIGURA 2 - Regra Genérica para LT

Apesar dos grandes avanços das regras genéricas, algumas limitações foram descobertas ao tentar escrever regras abrangendo todos os possíveis cenários do setor elétrico; foram elas:

- Grande quantidade de regras para expressar todas as combinações;

- Aumento da complexidade das regras ao expressar muitas informações;

- Devido ao aumento da complexidade e da quantidade de regras, muitas regras abrangendo cenários importante não eram escritas por desatenção, e, por conseguinte, vários diagnósticos eram exibidos em situações críticas.

Para exemplificar, para expressar todas as regras envolvendo os atributos sobretensão, falha de disjuntor, precisaríamos escrever três regras:

- Desarme com sobretensão
- Desarme com falha de disjuntor
- Desarme com sobretensão e com falha de disjuntor

O problema torna-se ainda maior quando pretende-se expressar uma maior quantidade de atributos. A Tabela 1 apresenta a relação entre número de atributos e número de regras.

Número de atributos	Número de regras
1	1
2	3
3	7
4	15
5	35
...	...

TABELA 1 – Relação entre número de atributos e número de regras

Objetivando eliminar essa deficiência, todas as regras foram reescritas com o intuito de simplificar incorporação dos atributos. Na nova versão das regras genéricas, a base de conhecimento é separada em duas partes: regras e atributos. Dessa forma, a regra ‘Desarme com sobretensão’ foi separada na regra ‘Desarme’ e no atributo ‘com sobretensão’. Nessa nova abordagem, uma regra pode possuir vários atributos, e o sistema, por sua vez, encarrega-se de realizar todas as combinações necessárias. Note que independentemente da quantidade de atributos, a quantidade de regras sempre será a mesma.

A Figura 3 apresenta a nova versão da regra genérica sem o atributo, enquanto que a Figura 4 exhibe o atributo. Nessa nova formação, o sistema poderá gerar dois diagnósticos com base na combinação entre regras e atributos: ‘Desarme \$LT’ e ‘Desarme \$LT com sobretensão’.

Regra	Desarme \$LT
Expressão lógica	\$LT.ladoDe.foisolado & \$LT.ladoPara.foisolado & (ladoDe ocorreu proteção   ladoPara ocorreu proteção)

FIGURA 3 – Nova Regra Genérica

Atributo	com sobretensão
Expressão lógica	ladoDe ocorreu sobretensão   ladoPara ocorreu sobretensão

FIGURA 4 – Atributo da Regra Genérica para LT

Devido à simplificação da escrita das regras, a nova técnica permitiu expressar um quantidade maior de atributos, ocasionando a geração de diagnósticos mais ricos semanticamente.

Em consequência às evoluções das regras genéricas, a qualidade dos diagnósticos aumentou consideravelmente. Na versão anterior, a taxa de acerto era de aproximadamente 85%, enquanto que na versão atual, 96%. Os erros ainda existentes estão relacionados com alarmes perdidos ou sinalizados incorretamente no sistema SCADA (situações onde até mesmo o operador humano seria incapaz de tomar decisões com base apenas nas informações apresentadas no SCADA).

Devem ser apresentados a metodologia empregada, os resultados obtidos, os benefícios auferidos e as dificuldades encontradas durante a execução do projeto.

Quanto à metodologia empregada, deve ser descrito o estado da arte da técnica inovadora e/ou do produto inovador.

Quanto aos resultados obtidos, devem ser destacados a especificação técnica do produto, sua aplicabilidade na empresa e os resultados dos testes de funcionalidade (laboratório e/ou campo), caso aplicável.

Quanto aos benefícios auferidos, deve-se descrever os benefícios do projeto em termos da qualidade do produto e do serviço (produtividade, qualidade do fornecimento, gestão de ativos, perdas comerciais, mercado da empresa, eficiência energética, etc.) e os benefícios econômicos obtidos com base na aplicação do produto na empresa, mesmo que restrito a uma área piloto, devendo-se apresentar índices de indicadores antes e após a aplicação do produto. Tais benefícios devem ser confrontados com aqueles apresentados no estudo de viabilidade econômica quando da aprovação do projeto pela ANEEL.

### III. CAUSA-RAIZ

Devido à interdependência dos equipamentos do sistema elétrico, se ocorrer uma falha em uma linha de transmissão, ou em um transformador, outros equipamentos que possuam alguma relação direta ou indireta podem sentir o efeito dessa falha, e o operador pode receber inúmeros diagnósticos em um intervalo de tempo muito curto, indicando sintomas de um único problema. A análise do seqüenciamento dos diagnósticos que chegam para o operador nem sempre é suficiente para que se consiga entender o que exatamente aconteceu no sistema elétrico. Essa dificuldade em monitorar e entender o seu funcionamento existe não apenas devido ao elevado número de pontos de medição, mas também devido à complexidade da análise necessária para entender distúrbios do sistema e ocorrências de falhas. Dessa forma, é um desafio para o operador do sistema manualmente identificar a falha que originou toda a ocorrência, ou seja, a causa-raiz da ocorrência, e rapidamente restaurar o sistema.

Uma alternativa para auxiliar o operador é automatizar o processo de análise de ocorrências de falhas com o objetivo de identificar a causa-raiz da ocorrência, para que esta possa ser apresentada para o operador em tempo real, ou seja, logo

após a ocorrência. Esse processo de identificação de causa-raiz, conhecido como análise de causa-raiz, ou localização de falhas, pode resolver o problema da investigação das ocorrências de falha no sistema elétrico, pois, apontar a causa precípua de um incidente proporciona ganho de tempo na identificação e solução de problemas, facilitando a atuação dos operadores.

Foi desenvolvida uma técnica de causa-raiz para análise de ocorrências em tempo-real, capaz de identificar a causa-raiz da ocorrência, e também fornecer uma descrição fiel do que aconteceu, detalhando como a falha inicial se propagou, gerando as demais falhas, chamadas de falhas conseqüentes. A técnica utiliza o raciocínio baseado em regras, onde regras parametrizadas constroem um modelo de propagação com relacionamentos de causa-efeito entre os diagnósticos, identificando dessa forma, quem ocorreu antes, depois, ou simultaneamente a um determinado diagnóstico. As regras são ditas parametrizadas pois não fazem referência a um elemento específico do sistema, mas sim, quando necessário, ao tipo do elemento, como por exemplo, linha de transmissão, barramento e transformador.

Dessa forma, uma única regra pode ser aplicada a dezenas de elementos do mesmo tipo, reduzindo a necessidade de levantamento de regras específicas para cada equipamento do sistema elétrico.

O conjunto de regras foi dividido em três tipos: regras de causa-raiz, regras de relacionamento e propagação e regras de construção de árvore. Cada tipo possui uma finalidade distinta:

- as regras de causa-raiz buscam identificar a causa-raiz da ocorrência analisando todos os diagnósticos em conjunto, podendo identificar um dos diagnósticos recebidos como a causa-raiz da ocorrência, bem como identificar um novo diagnóstico como causa-raiz. Isso pode ocorrer, por exemplo, quando a falha está em um equipamento que não possui um sistema de proteção inerente ao mesmo, e dessa forma, não foi gerado um diagnóstico correspondente;
- as regras de relacionamento e propagação buscam construir um modelo de propagação de falhas com os possíveis relacionamentos de causa-efeito entre os pares de diagnósticos;
- e as regras de construção de árvore representam heurísticas de conversão do modelo de propagação de falhas para uma árvore sintaticamente válida.

O modelo de propagação adotado como resultado é uma árvore, pois é uma estrutura naturalmente auto-explicativa e de fácil entendimento, devido à sua representação hierárquica do conhecimento. O nó raiz da árvore indica a causa-raiz da ocorrência, e os níveis da árvore revelam as relações de causa-efeito entre os elementos envolvidos.

As regras de causa-raiz e de relacionamento e propagação representam o conhecimento especialista do domínio de sistemas elétricos, utilizando informações sobre a temporalidade dos diagnósticos, os sistemas de proteção atuados, a conectividade dos elementos envolvidos, entre outros tipos de verificações.

A técnica define um processo sistemático de aplicação das regras, realizado em três etapas

Consecutivas. Na primeira etapa, aplicam-se as regras de causa-raiz. Uma vez identificada a causa-raiz, tenta-se construir, na segunda etapa, um modelo de propagação de falhas aplicando-se as regras de relacionamento e propagação. Por fim, na terceira etapa, a técnica avalia o modelo gerado, convertendo-o para uma estrutura de árvore com a aplicação das regras de construção de árvore. Esse processo possibilita que a causa-raiz possa ser representada por mais de um elemento, permitindo assim a identificação de múltiplas causas para uma ocorrência, pois mais de uma regra de causa-raiz pode ser satisfeita. O processo também é naturalmente capaz de lidar com eventos espúrios na ocorrência, sendo este um diagnóstico isolado que aconteceu em outra parte do sistema, porém no mesmo instante de tempo da ocorrência sendo analisada. Embora esse diagnóstico possa fazer parte da análise, certamente não existirá uma regra que o relacione com nenhum outro diagnóstico da ocorrência, ficando de fora do resultado final. A técnica foi integrada e implantada no módulo Alarms do SmartTwo (ver seção 6).

Para avaliar a técnica, foi utilizado o Simulop – uma ferramenta de simulação do sistema elétrico – para a construção de cenários de falha, o que permitiu simular um ambiente operacional real. Foram levantados 28 cenários que abrangem falhas em linhas de transmissão, barramentos e transformadores, refletindo situações possíveis de acontecer, assim como situações semelhantes às que já aconteceram em épocas passadas, baseados em dados históricos armazenados pela CHESF. A causa-raiz foi identificada corretamente em 100% dos cenários, e a propagação completa foi identificada para 89% dos cenários. A margem de erro na propagação é composta de cenários cuja propagação foi identificada apenas parcialmente, devido à falta de regras que contemplassem os cenários. Com isso conseguimos mostrar que a técnica é capaz de realizar uma análise completa, sendo uma abordagem viável no domínio de sistemas elétricos.

#### IV. ESTABILIDADE DE SISTEMAS

Os sistemas elétricos de potência, responsáveis pela geração e distribuição de energia elétrica, estão sujeitos a perturbações externas – a exemplo de perdas de linhas ou perturbações pequenas e gradativas durante a operação do sistema – que podem ser suficientes para tornar o sistema de potência instável e, em conseqüência, causar um blackout. Com a finalidade de prevenir blackouts causados pela perda de estabilidade do sistema, os operadores do sistema elétrico precisam conhecer antecipadamente o estado de estabilidade dos equipamentos, possibilitando a tomada de ações preventivas contra possíveis ocorrências. Um sistema de potência é dito seguro quando os equipamentos do sistema são capazes de suportar um conjunto predefinido de perturbações expressivas. A segurança de um sistema de potência é uma condição instantânea, variante no tempo. A estabilidade é referente à continuidade da operação sincronizada e paralela dos geradores. A estabilidade é um fator muito importante de segurança [3].

Com o objetivo de fornecer informação detalhada da estabilidade dinâmica para operadores da CHESF, um novo mó-

dulo de software foi desenvolvido e incorporado ao SmartTwo: o Stability. Esse módulo calcula a distância para a instabilidade de um sistema de potência a partir de variáveis elétricas das barras e linhas de transmissão colhidas em campo. A distância para a instabilidade mede a diferença do consumo de potência entre o estado atual do sistema de potência e o estado no qual os geradores não conseguem mais atender à demanda dos consumidores, perdendo sincronismo. Essa informação pode auxiliar nas tomadas de decisão dos operadores, assim como alertá-los sobre possíveis ocorrências futuras.

A técnica de avaliação de estabilidade escolhida no desenvolvimento do Stability é a Análise Nodal de REI-Dimo [4]. Essa técnica oferece soluções para várias questões de sistemas de potência, como problemas de equivalência de sistemas elétricos e análise de estabilidade dinâmica e transitória [5]. Além disso, a técnica de Dimo consegue calcular a distância para a instabilidade de maneira rápida, em tempo real. Isso é possível, pois ela vale-se de algumas simplificações, a exemplo da representação da totalidade da carga por impedâncias constantes. A técnica de Dimo é atualmente utilizada para monitoramento em centros de operação da Bósnia e Herzegovina, Romênia e Panamá [3].

Como entrada, a técnica de Dimo recebe basicamente a tensão (magnitude e ângulo), a potência gerada e consumida das barras e a admitância das linhas de transmissão. Como saída, calcula valores de distância para a instabilidade do sistema de potência do “ponto de vista” de cada barra de carga, tomadas por referência. Três conceitos principais compõem a técnica de Dimo: a REI Net, a imagem nodal e o case worsening. As REI Nets, extraídas do sistema de potência em estudo, são redes elétricas radiais que sintetizam o sistema de potência em uma nova estrutura, formada basicamente por correntes de curto-circuito. A imagem nodal é uma representação visual da REI Net, sendo um gráfico onde as correntes de curto circuito são plotadas. Dimo realizou um mapeamento entre as linhas e pontos geométricos das imagens nodais no critério de estabilidade  $dQ/dU$ . O procedimento de case worsening consiste em sucessivamente realizar manipulações geométricas na imagem nodal desfavoráveis à estabilidade do sistema. Encontra-se o ponto em que o sistema de potência torna-se instável quando o valor de  $dQ/dU$ , inicialmente negativo, atinge zero. Uma vez que o algoritmo do case worsening não foi divulgado pelos autores, o Stability desenvolveu sua própria versão do algoritmo.

O Stability adquire os dados do sistema de potência a partir do estimador de estados. A figura 5 apresenta uma visão geral de como o módulo de estabilidade se comunica com o SmartTwo e com o software estimador de estados em uso na CHESF para apresentar ao operador do sistema elétrico as informações de estabilidade.

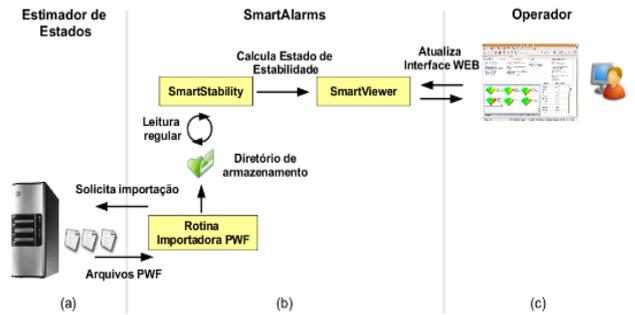


FIGURA 5 – Visão geral do Stability.

O estimador de estados exporta arquivos com os dados do sistema de potência (FIGURA 5-a). Esses arquivos são lidos pelo Stability, que realiza a avaliação de estabilidade tomando cada barra de carga como referência (FIGURA 5-b). Ao final, têm-se valores de distância para a instabilidade para cada barra de carga do sistema de potência. A informação de estabilidade é então repassada para o Viewer, o módulo responsável pela interface gráfica com o usuário (FIGURA 5-c). O Viewer então renderiza um conjunto de medidores de fácil leitura para os operadores, baseados na visualização proposta por Savulescu [6]. Esses medidores são semelhantes a medidores de VU ou a velocímetros por possuírem uma seta que indica o estado de estabilidade do sistema de potência, através das cores verde (estável), amarelo (margem de segurança) ou vermelho (instável), conforme Figura 2a. Para cada barra de carga do sistema de potência, um medidor é exibido. A informação de estabilidade é apresentada de forma ordenada, de modo que o operador possa visualizar as barras mais críticas do sistema diretamente, facilitando a localização de anomalias e permitindo que o operador dê prioridade em analisar o comportamento dos geradores mais próximos da instabilidade. Para cada medidor, a lista com os geradores que mais contribuem para a potência consumida na barra de carga de referência pode ser consultada a partir da interface gráfica. A lista mostra os geradores que mais contribuem no topo, conforme Figura 2b.

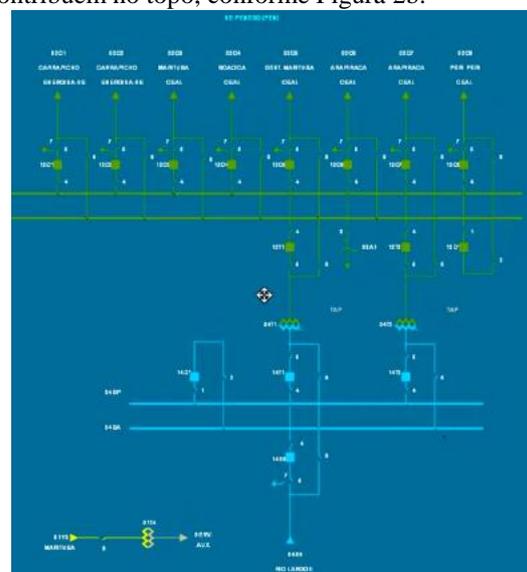


FIGURA 1 – Janela com a distância para a instabilidade de uma barra

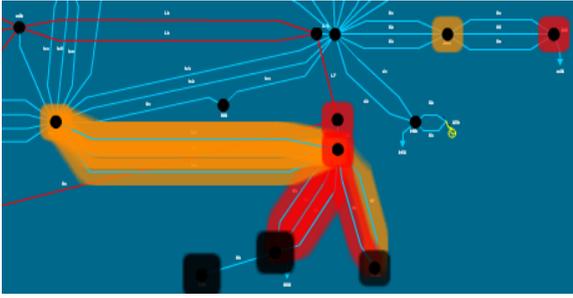


FIGURA 7 – Janela com contribuições dos geradores

## V. DIAGNÓSTICOS GRÁFICOS

Uma preocupação levantada durante a evolução do SmartOne era a forma como os diagnósticos eram exibidos aos operadores. Na versão anterior, os diagnósticos eram fornecidos de forma textual. Constatou-se em reunião com operadores da CHESF, que a apresentação textual dos diagnósticos não era a melhor forma de fornecer estas informações ao operador, pois o operador ainda tem que transformar mentalmente a informação abstrata para algo mais concreto. Diagnósticos gráficos emitidos diretamente nos perfis unifilares das subestações facilitam a percepção do problema, de sua abrangência e de suas conseqüências, uma vez que o operador não precisa decodificar uma informação textual para saber de que trata o problema.

Por motivo de conveniência operacional e baixo custo de manutenção decidiu-se que a interface a ser criada fosse igual às apresentadas no Sage, uma vez que os operadores já estavam acostumados com o layout, e, principalmente, por elas sempre estarem sincronizadas com a realidade no pátio do Sistema Elétrico.

O módulo de diagnósticos gráficos foi concebido em dois módulos: o gerador de telas (UnifilarGenerator) e o apresentador de telas (Viewer). O primeiro é executado off-line (uma vez por dia), enquanto que o segundo é utilizado pelos operadores no tempo real.

O processamento do UnifilarGenerator consiste em converter os arquivos utilizados pelo Sage para desenhar as telas dos unifilares, no formato SigDraw, em arquivos no formato MXML (tecnologia FLEX, suportada pela Adobe), que são convertidos em FLASH.

O Viewer utiliza os arquivos FLASH gerados diariamente para exibir os diagnósticos gráficos em tempo real.

Os efeitos gráficos apresentados podem ser aplicados sobre dois tipos de tela:

- tela do unifilar: tela que apresenta do diagrama unifilar de uma determinada subestação;
- tela sistêmica: tela que apresenta todas as subestações monitoradas pelo Centro de Operação.

Os efeitos apresentados sobre um equipamento consistem em uma camada pulsante envolta do equipamento, cuja cor depende do tipo do diagnóstico e do nível de supervisão do equipamento. Esses efeitos podem ser apresentados tanto na tela do unifilar quanto na sistêmica. Por exemplo, diante de um desarme de um transformador, uma camada pulsante na cor vermelha será destacada envolvendo o equipamento na tela do unifilar, enquanto na tela sistêmica, uma camada pul-

sante envolverá a subestação que contém o transformador. A Tabela 2 apresenta as possíveis cores que podem ser utilizadas nesse tipo de efeito.

Já o segundo tipo de efeito é aplicável sobre um conjunto de equipamentos. Por exemplo, diante de um blackout de uma subestação, toda a subestação ficará escurecida. Vale salientar, que esse tipo de efeito só é aplicável na tela do unifilar.

Tipo de diagnóstico	Cor
Energização ou desenergização com baixa supervisão (exemplo: chaves não supervisionadas)	Laranja
Energização ou desenergização (quando existe supervisão nas chaves)	Verde
Desarme	Vermelho
Blackout	Preto

TABELA 1 - Cores dos efeitos gráficos

A figura 8 apresenta a tela de uma subestação, a figura 9 ilustra a tela sistêmica, a figura 10 exibe a tela de uma subestação com desarme de quatro linhas, enquanto que a figura 11 apresenta a tela principal do SmartTwo.

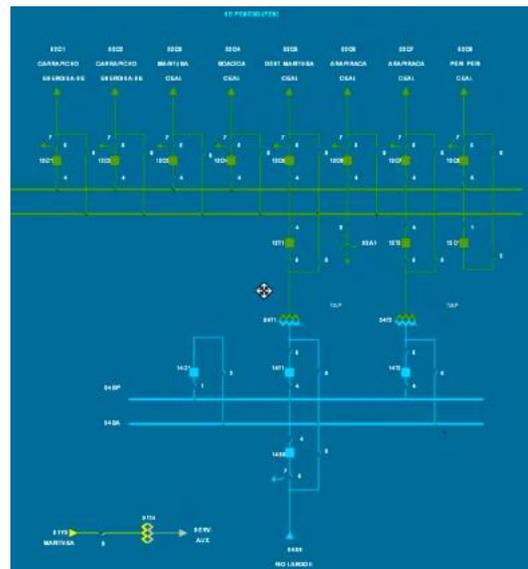


FIGURA 8 – Tela de uma subestação exibida dentro do SmartTwo

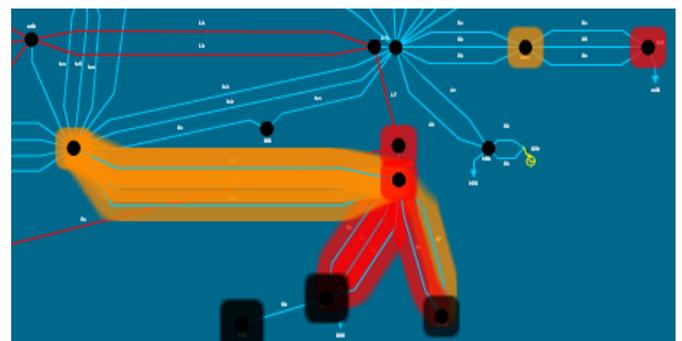


FIGURA 9 – Tela sistêmica exibida dentro do SmartTwo com diagnósticos gráficos de blackout, desarme e desenergização

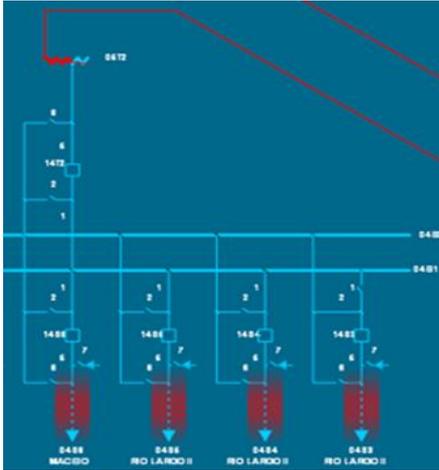


FIGURA 10 – Tela de uma subestação com diagnósticos gráficos de desarme exibida dentro do SmartTwo

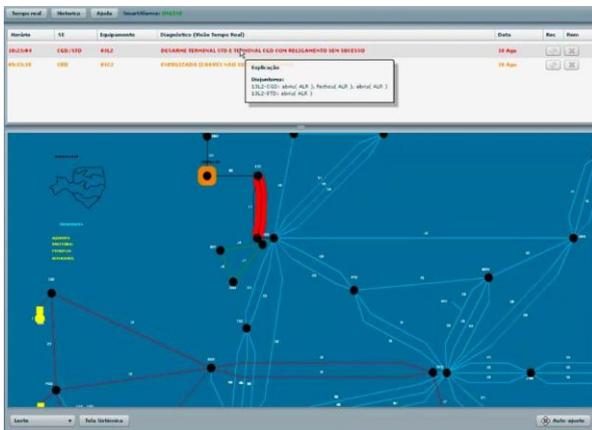


FIGURA 11 – Tela do sistema com diagnósticos textuais e gráficos

## VI. ARQUITETURA

A arquitetura do SmartTwo é composta pelos seguintes módulos:

- Topogiggio: responsável pela geração da topologia. Ele acessa as tabelas do Sage e gera um arquivo XML contendo a topologia completa da rede elétrica.
- Gateway: acessa o Sage para recuperar em tempo real os alarmes, eventos, grandezas analógicas e estado de abertura de todos os disjuntores e chaves da rede elétrica.
- Model: mantém uma representação da topologia da rede elétrica. O Model acessa o Gateway para atualizar o estado da topologia. Possui um filtro de ruído que avalia se as informações recuperadas do Scada estão ou não corretas, caso não estejam, alarmes ou eventos são removidos ou inseridos, de forma que, ao final o estado da topologia fique consistente.
- Alarms: gera diagnósticos com base das informações recuperadas do Model. A técnica apresentada nesse artigo está implementada dentro desse módulo.
- Stability: módulo de estabilidade apresentado na seção 4).
- UnifilarGenerator: gera as telas que serão utilizadas pelo Viewer (ver seção 5).
- Viewer: apresenta as telas geradas pelo UnifilarGenerator e exibe as informações geradas pelos módulos Model, Alarms e Stability (ver seção 5).

- BIM: módulo de impacto no negócio, exibe informações gerenciais em tempo real de ocorrências no setor elétrico, tais como carga interrompida e cidades atingidas.
- Reports: responsável pela geração de relatórios.
- Manager: informa a disponibilidade de cada módulo do SmartTwo, informação importante para os responsáveis pelo suporte do SmartTwo.

A comunicação entre os módulos é realizada através de RMI. Os módulos Model e Alarms são acessíveis a quaisquer sistemas dentro da intranet da empresa. Dessa forma, caso outros sistemas tenham interesse de acessar o estado atual dos equipamentos da rede elétrica ou os diagnósticos emitidos pelo SmartTwo, basta acessar os módulos Model e Alarms, respectivamente. Atualmente, existem pelo menos três sistemas dentro da Chesf que acessam esses módulos, entre eles: SisRTM (Sistema de Gerência de Roteiros de Manobras), SmartView (Sistema de Visualização dados de Oscilografia e Qualimetria) e SAD (Sistema de Apoio a Decisão).

A Figura 12 ilustra a arquitetura do SmartTwo.

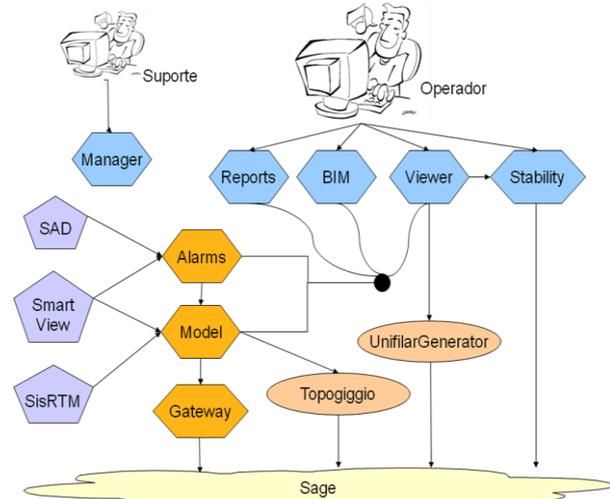


FIGURA 2 - Arquitetura do SmartTwo

## VII. RESULTADOS

Foi realizada a fase de aplicação prática chamada de pré-fase de operação experimental, com o objetivo principal de termos uma significativa contribuição dos operadores de sistema na elaboração de especificações técnicas e interfaces para o usuário. Hoje já em fase de operação no Centro Regional de Operação de Sistema Leste – CROL em Recife, continuamos a realizar o monitoramento para se confirmar o funcionamento apropriado do produto.

Até o momento o Smart two se comportou de forma satisfatória e em situações reais de ocorrências no sistema elétrico, apresentou de forma rápida o diagnóstico sem comprometer a performance do sistema supervisorio, tendo como ponto forte entre os operadores de sistema a apresentação do diagnóstico gráfico.

A importância do Smart two para o processo de tomada de decisão pode ser bem verificado em um caso ocorrido na rede elétrica do subsistema Leste da Chesf que provocou desarme de todas as linhas de transmissão de 230KV associadas a Barra de 230KV na subestação de Angelim e consequente desligamento da Barra de 69KV e de todos os seus

respectivos alimentadores que num total geraram mais de 5.000 alarmes e eventos que foram apresentados aos operadores de sistema através do sistema de controle supervisão. O Smart two resumiu a ocorrência em apenas 18 diagnósticos de desarmes de linhas de transmissão e desligamento de transformadores e uma causa raiz (Defeito no Barra 230KV da Subestação de Angelim).

Através deste exemplo vê-se a importância desta ferramenta, para a operação em tempo real. A rapidez e poder de síntese inseridas no processo da operação em tempo real através do Smart two são um ganho mensurável sem dúvida, principalmente com o advento da parcela variável onde se consegue reduzir o tempo de indisponibilidade da função transmissão.

## VIII. CONCLUSÃO

Este artigo apresenta o desenvolvimento e aplicação do Smart Two, sistema para aplicação em tempo real nos centros de operação de sistema da CHESF. Aplicativo este que é resultado de um trabalho cooperativo entre a CHESF e a UFCG, sistema evoluído a partir do Smart Alarms[2] de forma a apresentar as ocorrências do sistema elétrico de potência de maneira resumida e clara, eliminando o número excessivo de alarmes apresentados ao operador de sistema com o propósito de aumentar a eficácia e eficiência destes no processo de tomada de decisões para restabelecimento quando de faltas, reduzindo-se o tempo de indisponibilidade das funções transmissão e das interrupções e atendimento aos clientes.

Os objetivos principais do desenvolvimento do Smart Two foram permitir a verificação da aplicabilidade de técnicas de correlação de eventos ao diagnóstico de falhas em redes elétricas com detalhamento da propagação de uma falha como também o estado de estabilidade do sistema e impacto no negócio todos tendo seus efeitos apresentados de forma gráfica. Todo o conhecimento contido nas regras de diagnóstico foi obtido através dos especialistas em supervisão e controle de sistemas de geração e transmissão de energia elétrica da CHESF.

Os resultados finais do trabalho são uma técnica híbrida de correlação de eventos bastante eficiente para o diagnóstico de falhas em redes elétricas, uma base de regras genéricas para diagnósticos e uma base de regras parametrizadas para construir o modelo de propagação com relacionamentos de causa e efeito entre os diagnósticos.

Ressalta-se que a concepção do Smart two o torna prático e amoldável para ser aplicado em diferentes sistemas elétricos. Assim o que estamos propondo através desta ferramenta vem a estabelecer na área de operação de sistema um tremendo avanço no setor elétrico nacional. Atualmente estão sendo realizados estudos para requerer um registro de patente deste produto.

Iniciaremos a sua implantação nos demais Centros de Operação ainda este ano previsão de conclusão em meados do ano de 2011.

A versão Smart two encontra-se instalada no Centro Regional de Operação Leste da Chesf (CROL) desde dezembro de 2009, esta versão terá será instalada nos demais centros

iniciando-se ainda esse ano com previsão de conclusão em todos os centros de operação em junho de 2011 e seus resultados tem comprovado a taxa de acerto e a importância do sistema para os Centros de Operação de Sistema um ganho mensurável sem dúvida face a rapidez e poder de síntese inseridas no processo da operação de sistema em tempo real.

De forma resumida, podemos dizer que com a implantação do Sistema garantimos as seguintes vantagens para a Operação da CHESF:

Que situações, de urgência e de emergência possam ser mais fáceis e rapidamente solucionadas;

A disponibilização de uma ferramenta poderosa, para auxiliar na análise e na solução após ocorrências na rede elétrica;

Ferramenta inovadora sobre IA.

## IX. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] D. Durocher: "Langage: An Expert System for Alarm Processing", 11th biennial IEEE Workshop on Power Systems Control Centers, 1990, pp 19- 21.
- [2] CIRNE, Walfredo; DUARTE, Alexandre Nóbrega; FIGUEIREDO, J. A.; SAMPAIO, M C; SAUVÉ, Jacques Philippe; ROCHA NETO, Eloi; ARAÚJO, Antonio Sérgio de; MELO, Maria Do Socorro Cavalcanti de. Simplifying Maintenance in Intelligent Alarm Processing Systems. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON KNOWLEDGE ENGINEERING AND DECISION SUPPORT, 2004, Porto. Proceedings of the ICKEDS'2004 International Conference on Knowledge Engineering and Decision Support. 2004. p. 17-24.
- [3] CIGRÉ Technical Brochure. Review of On-line Dynamic Security Assessment Tools and Techniques, Janeiro 2007.
- [4] Paul Dimo. Nodal Analysis of Power Systems. Taylor & Francis, 1975.
- [5] Samuel R. Erwin, Michael L. Oatts, and Savu C. Savulescu. Predicting steady-state instability. Computer Applications on Power Systems, IEEE, 1994.
- [6] S. C. Savulescu. Real-Time Stability in Power Systems: Techniques for Early Detection of the Risk of Blackout. Springer, 2005.