



**XXIII SNPTEE
SEMÍNÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GOP/24
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO -IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS- GOP

INTEGRAÇÃO DE UMA FERRAMENTA VSA/DSA AO EMS SAGE

**Brenno Delorme Guhle (*)
UFRJ**

**Marcelo Rosado da Costa
CEPEL**

**Carmem Lucia Tancredo Borges
COPPE/UFRJ**

**Flavio Rodrigo de Miranda Alves
CEPEL**

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo descrever a integração da ferramenta VSA/DSA que está sendo desenvolvida pelo CEPEL ao sistema SAGE EMS de modo a permitir a avaliação de segurança estática e dinâmica do sistema elétrico em tempo-real pelo operador do sistema. Esta integração foi baseada na estrutura de programação cliente-servidor através da comunicação de dados via TCP/IP, de vez que a ferramenta VSA/DSA é executada num cluster dedicado e o SAGE utiliza uma infraestrutura computacional de um Centro de Operação do Sistema. A utilização da computação paralela na solução da ferramenta VSA/DSA viabilizou o seu uso em tempo-real, com resultados de simulação obtidos em tempos compatíveis com esta aplicação. São apresentados resultados, utilizando um sistema exemplo com 65 barras e 6 usinas, que permitem avaliar a solução de integração desenvolvida, com foco no desempenho e na adequação da implementação. Também são comentados os resultados da avaliação de segurança estática e dinâmica para o sistema exemplo.

PALAVRAS-CHAVE

Avaliação de segurança, nomograma, VSA, DSA, sistema EMS, operação em tempo-real.

1.0 - INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro se caracteriza pela transferência de grandes blocos de energia entre as fontes geradoras e os grandes centros de carga. Esta característica torna a operação do sistema elétrico em tempo-real um processo bastante complexo. A entrada em operação de usinas hidrelétricas com grandes variações de despacho devido à sazonalidade e o aumento da participação de fontes de energia renovável intermitentes aumentam a complexidade da operação em tempo-real. Uma importante ferramenta importantes de apoio à decisão dos operadores é a avaliação estática e dinâmica do sistema elétrico em tempo-real.

Ao longo dos últimos anos, o CEPEL vem desenvolvendo uma ferramenta computacional integrada para avaliar a segurança de sistemas de potência considerando tanto o regime estático (Voltage Security Assessment - VSA), quanto o regime dinâmico (Dynamic Security Assessment - DSA) [1]. Essa ferramenta utiliza os núcleos dos programas ANAREDE e ANATEM, ambos do Cepel, para solução do fluxo de potência e simulação da estabilidade transitória, respectivamente, incorporando todas as facilidades e modelos já implementados nesses programas à ferramenta VSA/DSA. A partir da solução destas avaliações, é possível determinar, com base em critérios pré-definidos, o nível de segurança que se tem do sistema elétrico para um determinado ponto de operação, grupo de geradores e contingências mais prováveis.

Tendo em vista o elevado esforço computacional demandado por essas avaliações, a ferramenta VSA/DSA está baseada em programação paralela em cluster, desenvolvida em colaboração com a COPPE/UFRJ [2]. O uso de

um cluster permite dividir o esforço computacional demandado pelo número de processadores (ou núcleos de processamento) disponíveis, e assim, fazer com que a janela de execução seja compatível com os requisitos de tempo da operação em tempo real.

Este trabalho tem como objetivo apresentar a integração da ferramenta VSA/DSA, em seu estágio atual de desenvolvimento, a um Sistema EMS (Energy Management System), de forma a apresentar, graficamente, a situação da segurança da rede elétrica para um determinado ponto de operação em tempo-real. A região de segurança da rede elétrica é apresentada ao operador a partir de um diagrama chamado de nomograma, que permite visualizar as regiões de segurança estática e dinâmica de forma gráfica. O sistema EMS utilizado é o Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE) [3], desenvolvido pelo CEPEL. Este sistema é amplamente utilizado em diversos centros de controle de diferentes empresas do setor elétrico brasileiro, permitindo o auxílio à operação em tempo-real do sistema elétrico.

2.0 - FERRAMENTA VSA/DSA

O nível de segurança de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) é definido a partir da sua capacidade de suportar os impactos decorrentes de possíveis contingências, sem que haja violação a limites operativos ou a interrupção dos serviços aos consumidores [4]. Esta capacidade pode ser determinada a partir do grau de perturbação que a contingência causaria para diversos cenários de geração e intercâmbio. A partir deste resultado, o analista (na operação ou no planejamento) poderia realizar uma série de medidas para tornar o SEP capaz de suportar a contingência testada.

A avaliação de segurança do SEP pode ser obtida pela ferramenta VSA/DSA, que avalia o comportamento do SEP frente a contingências para diversas grandezas, tais como limite térmico (fluxo), geração ativa, geração reativa, tensão, etc., em forma de nomograma. Para cada critério define-se uma envoltória própria, com sua própria cor, para que seja facilmente identificada pelo operador/analista.

Para que a ferramenta VSA/DSA em tempo-real seja viável, é importante que os resultados das avaliações sejam obtidos em um tempo compatível com a operação do SEP. Para isso, a solução do problema foi distribuída por diversos processadores (computação paralela).

Para rápida e direta visualização e interpretação dos resultados pelo operador/analista foi utilizado o recurso do nomograma. O nomograma corresponde a uma representação gráfica de uma região de segurança (estática ou dinâmica), obtida a partir da simulação da variação da transferência de geração entre grupos de geração pré-definidos (G1xG2, G2xG3 ou G1xG3) [5].

3.0 - O SAGE

O sistema SAGE EMS é um sistema computacional que tem por objetivo executar as funções de supervisão e controle em tempo-real e ainda de gerenciamento de energia em sistemas elétricos de potência. O SAGE EMS foi concebido com adesão integral ao conceito de Sistemas Abertos. Para atender essa exigência foi dado destaque à robustez, à flexibilidade, à facilidade de manutenção e à capacidade de comunicação através dos diferentes protocolos em uso no Brasil [3].

Este sistema pode ser configurado para diversas aplicações no processo de automação das empresas de energia elétrica, incluindo usinas e subestações, suportadas por arquiteturas de baixo custo, ou aplicações nos níveis hierárquicos superiores, tais como Centros de Operação de Sistemas (COS), suportadas por redes de alto desempenho. O SAGE EMS provê ainda suporte para a integração da base de dados de tempo-real (BDTR) com a rede de gestão corporativa da empresa, através da base de dados histórica disponibilizada em um banco de dados relacional de mercado.

O COS pode ser provido com a estrutura básica do sistema SAGE EMS, o qual é composto por um sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) e pelas funções de Análise de Redes (Configurador de Redes, Estimativa de Estado, Análise de Contingência, Fluxo de Potência do Operador [6].

As funções de Análise Estática de Redes do SAGE EMS têm por objetivo monitorar a condição operativa corrente do sistema elétrico, fornecendo ao operador uma estimativa confiável do estado do sistema, informando quando da ocorrência de condições operativas não desejáveis e produzindo estratégias de controle que permitam alterar o ponto de operação para uma condição operativa normal.

Essas funções permitem monitorar e informar ao operador o nível de segurança estática do sistema elétrico. No caso do sistema elétrico estar operando em uma região insegura é possível produzir estratégias de controle capazes de mudar o ponto de operação para uma região segura.

O uso destas funções possibilita, ainda, a realização de estudos relativos a condições de pós-operação, análise detalhada da condição operativa corrente, possibilitando a simulação de manobras na rede, além de permitir às equipes de programação e supervisão o estabelecimento e a revisão do Programa de Operação do Sistema Elétrico.

4.0 - INTEGRAÇÃO DA FERRAMENTA VSA/DSA E O SAGE

A avaliação de segurança da rede elétrica é baseada na simulação da transferência de geração entre grupos de máquinas e pode incluir tanto a avaliação estática quanto a dinâmica. A fase de avaliação de segurança estática baseia-se na geração de pontos de operação a partir do ponto de operação atual do sistema, na avaliação da viabilidade destes pontos e na subsequente análise de contingências para os pontos viáveis. Na fase de avaliação de segurança dinâmica são simuladas contingências para cada um dos pontos viáveis e verificada a capacidade do sistema de potência de se recuperar destes impactos.

No caso do uso da ferramenta VSA/DSA em tempo-real, os dados para execução são aquiridos pelo SAGE EMS/SCADA. As medidas geradas pelo SCADA juntamente com informações de uma base de dados EMS são processadas por um configurador de rede e a estimação de estados é executada para validação dos valores com as informações de topologia. Deste modo é possível fazer a transferência de informações do modelo de representação tipo chave-disjuntor, usado pelo SAGE EMS, para um modelo tipo nó-ramo, utilizado por aplicações computacionais para análise de redes. No fim deste processo é instanciada a ferramenta desenvolvida pelo CEPTEL para visualização da região de segurança.

A integração desenvolvida utiliza a comunicação via rede TCP/IP entre o sistema SAGE EMS, utilizado pelo operador, e a ferramenta VSA/DSA, que é executada num cluster de computadores de forma independente. Esta integração baseou-se, ainda, na estrutura de programação cliente-servidor, onde o cliente é executado junto ao sistema SAGE EMS e o servidor é executado junto à ferramenta VSA/DSA (ver Figura 2). O cliente envia as requisições ao servidor, que por sua vez, as processa e retorna as informações necessárias ao cliente.

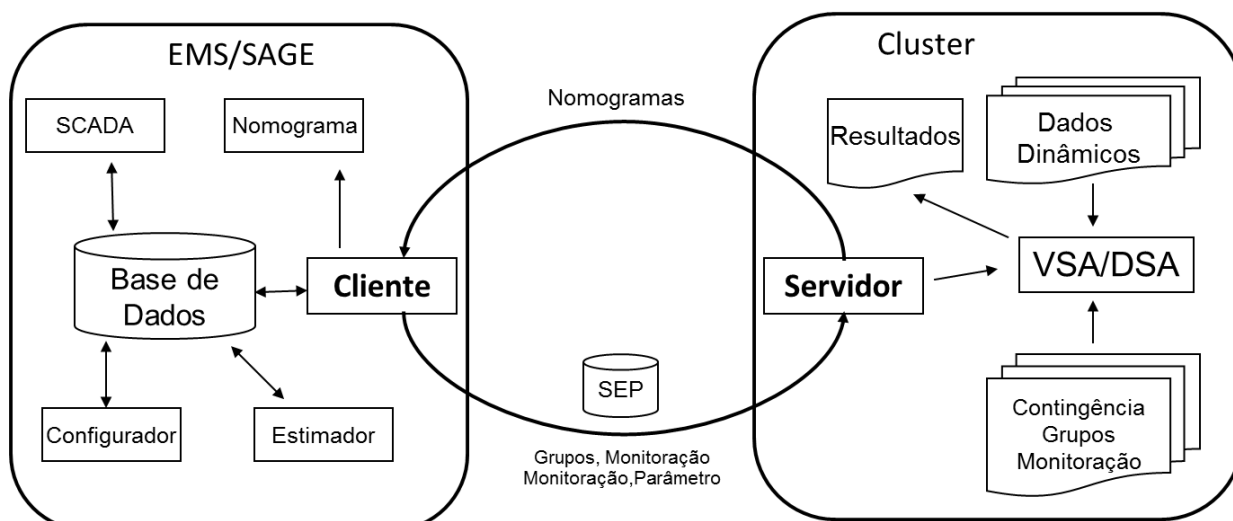


Figura 2 – Arquitetura de solução

O programa servidor é executado em um cluster e é responsável pela execução da ferramenta VSA/DSA de acordo com as requisições e informação encaminhadas pelo programa cliente. O programa servidor permanece sempre ativo (on-line), aguardando as solicitações de execução da ferramenta VSA/DSA para que seja incluída na fila de execução do cluster.

O programa cliente é executado como um processo do sistema SAGE EMS e é responsável pelo envio das requisições e informações para a execução da ferramenta VSA/DSA, tais como: ponto de operação do SEP gerado pelo Configurador de Redes e Estimação de Estados, parâmetros de execução, definição dos grupos de geração, barras para a monitoração e contingências.

A avaliação de segurança da rede elétrica é executada de forma periódica ou a pedido do operador, na mesma interface gráfica do sistema SAGE EMS utilizada pelo operador (ver Figura 3). Para isto, algumas telas foram elaboradas nessa interface gráfica para que o operador possa fazer algumas escolhas que serão decisivas quanto ao resultado, realidade e utilidade do nomograma. Os grupos de transferências, as contingências testadas e a máxima transferência estão entre as possíveis escolhas que o operador pode fazer. Sendo assim, algumas telas foram desenvolvidas no sistema SAGE EMS, como: controle de execução, monitoração de barras, grupos de unidades geradoras e casos de contingências.



Figura 3 – Controle de execução

A tela Controle de execução permite escolher a periodicidade da execução, podendo ser imediata ou periódica com o intervalo à escolha, os critérios de segurança a serem utilizados (estática ou dinâmica), o número de processadores que serão utilizados para execução da ferramenta VSA/DSA no cluster, os parâmetros de execução dos programas ANAREDE e ANATEM e a lista de contingências (ver Figura 3). A partir desta tela, a interface gráfica de visualização dos nomogramas pode ser iniciada e os nomogramas serão atualizados automaticamente.

Tela	?	Monitora	Numero da barra	Nome	Estação
S		S/N	1	EST01A	EST01A
S		S/N	2	EST01B	EST01B
S		S/N	3	EST01C	EST01C
S		S/N	4	EST01D	EST01D
S		S/N	5	EST01E	EST01E
S		S/N	6	EST01F	EST01F
N		S/N	7	EST02A	EST02A
N		S/N	8	EST03A	EST03A
N		S/N	9	EST03B	EST03B
N		S/N	10	EST03C	EST03C
N		S/N	11	EST03D	EST03D

Figura 4 – Controle e Monitoração

A tela Monitoração de barras é utilizada para determinar ao programa cliente quais barras serão monitoradas na criação das envoltórias do nomograma (ver Figura 4). Quanto maior o número de barras monitoradas menor será a envoltória, pois qualquer violação nestas barras monitoradas será identificada pela ferramenta VSA/DSA.

A tela Grupos de geração permite escolher quais unidades geradoras ficarão em cada grupo (G1, G2 e G3) (ver Figura 5). O operador tem ainda a opção de uma unidade geradora ficar sem grupo, e assim manter sua geração constante sem sofrer variação com a transferência entre grupos.

A tela Casos de Contingências permite escolher a contingência em função das listas (carga leve, média e pesada), (ver Figura 6). Nesta tela, o operador pode determinar uma contingência de linha de transmissão ou de transformador, o tempo de duração do evento, a posição e a impedância da falha. Apenas a lista escolhida pelo operador na tela de Controle será considerada no processo de avaliação de segurança. Em casos que tiver mais de uma contingência configurada, o nomograma apresentará a pior delas.

Nome da Unidade Geradora	Estação	Usina	idgrupo	numbar	Numero do grupo	Tela
C2U01 UG1	EST01A	US01	GUG1	1	1	
C2U01 UG2	EST01B	US01	GUG1	2	1	
C2U01 UG3	EST01C	US01	GUG1	3	1	
C2U01 UG4	EST01D	US01	GUG1	4	1	
C2U01 UG5	EST01E	US01	GUG1	5	1	
C2U01 UG6	EST01F	US01	GUG1	6	1	
C4U07UG1	EST31A	US07	GUG3	33	3	
C4U07UG2	EST31B	US07	GUG3	34	3	
C4U07UG3	EST31C	US07	GUG3	35	3	

Figura 5 – Grupos de geração

DSA - Casos de Contingência									
Operação	Status	Identificação do Caso	Equipamento	Tipo	Ação	Instante do Evento (seg)	Duração do Curto (msseg)	Restrição de Curto (%)	Estação do Curto Circuito
OK	OK	caso1	C4E22AE23ALTI	LTR	DESL	0.000	0.0	0.0000	
OK						1.000	100.0	0.0001	

Figura 6 – Casos de Contingências

O programa cliente será executado normalmente em tempo-real. Mas a sua execução também pode ser realizada no ambiente modo de estudos do SAGE sem que esteja ligado ao tempo real, com o objetivo de fazer estudos off-line para pré e pós-operação. O ambiente de estudo permite a execução de um fluxo de potência na mesma interface gráfica do sistema EMS utilizado pelo operador.

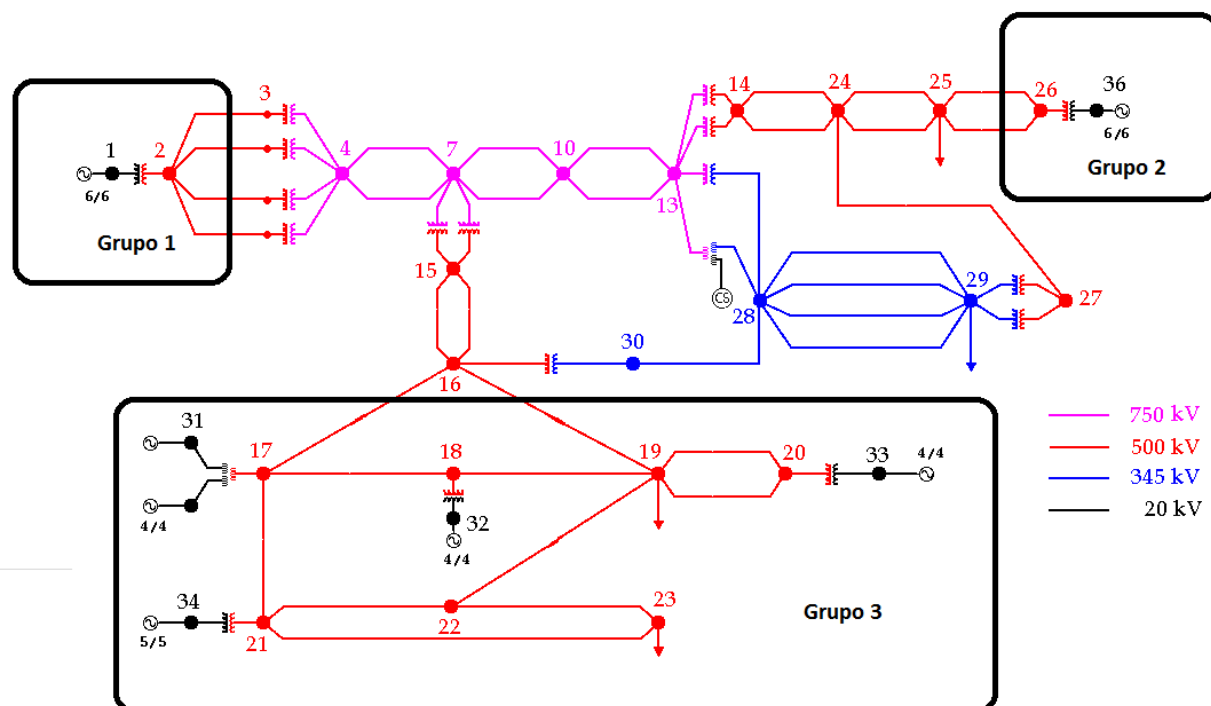


Figura 7 – Sistema Teste de 65 barras grupo 1(a), grupo 2(b), grupo 3(c)

5.0 - RESULTADOS

Os resultados que serão apresentados a seguir permitirão avaliar a integração entre os sistemas computacionais, considerando desempenho e adequação da implementação. Para estes resultados, um sistema exemplo contendo 65 barras e 6 usinas será utilizado tanto para explorar a avaliação de segurança elétrica quanto para avaliar a solução de integração desenvolvida.

Para este sistema exemplo de 65 barras, os geradores foram divididos em Grupo 1, Grupo 2 e Grupo 3, conforme a

Figura 7, e todas as barras foram selecionadas para monitoração. Além disso, as contingências selecionadas para a avaliação de segurança compreendem a abertura das linhas de transmissão entre as barras 15 e 16. A partir da monitoração escolhida, as envoltórias serão apresentadas no nomograma.

Os resultados apresentados a seguir foram criados em um ambiente de testes. Este ambiente possui um simulador digital de redes elétricas, também desenvolvido pelo CEPEL, o qual simula o comportamento real de um SEP a partir da solução de fluxo de potência da rede elétrica, da curva de carga e dos controles simulados, como: set-point de geração, trip ou close de disjuntores, etc. A comunicação de dados entre o simulador e o SAGE EMS é realizada através de um protocolo de comunicação de dados da função do SCADA do SAGE de forma a permitir a aquisição e o controle do SEP, como ilustrado na Figura 8.

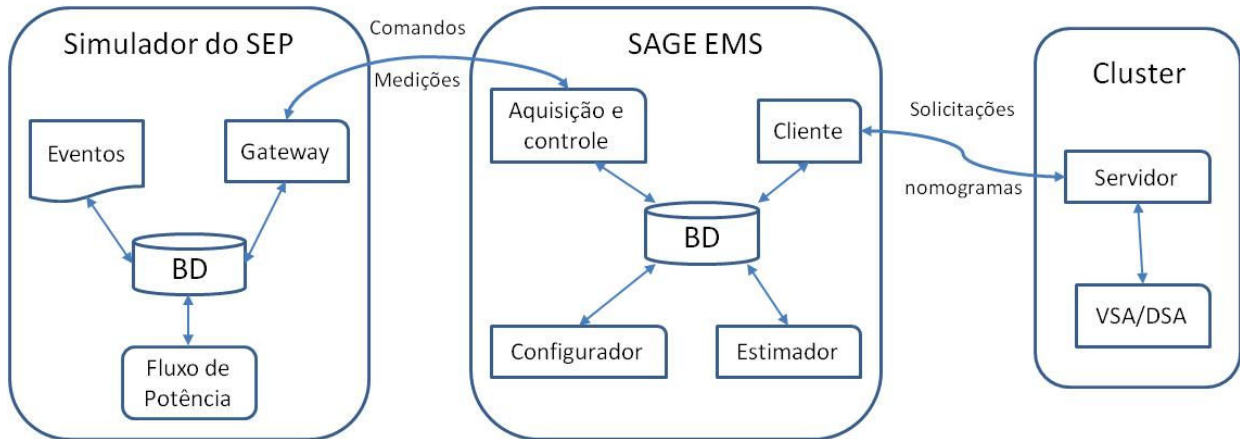


Figura 8 – Arquitetura de teste da integração.

Antes da execução da ferramenta VSA/DSA a partir do processo cliente, em execução no SAGE, as seguintes variáveis de execução foram definidas: a transferência máxima de 100%, fator de divisão de potência ativa de 1% e passo de transferência de potência de 5%.

Utilizando o cluster disponível, com, no máximo, 8 núcleos de processamento, o tempo total de execução de todo o processo de avaliação de segurança do SEP, desde a solicitação de execução da ferramenta VSA/DSA até apresentação dos resultados na interface do nomograma, levou cerca de 5 minutos e 30 segundos. Considera-se que este tempo é aceitável para a finalidade da operação. A utilização da ferramenta para a avaliação de segurança de redes maiores obviamente exige uma maior capacidade de processamento.

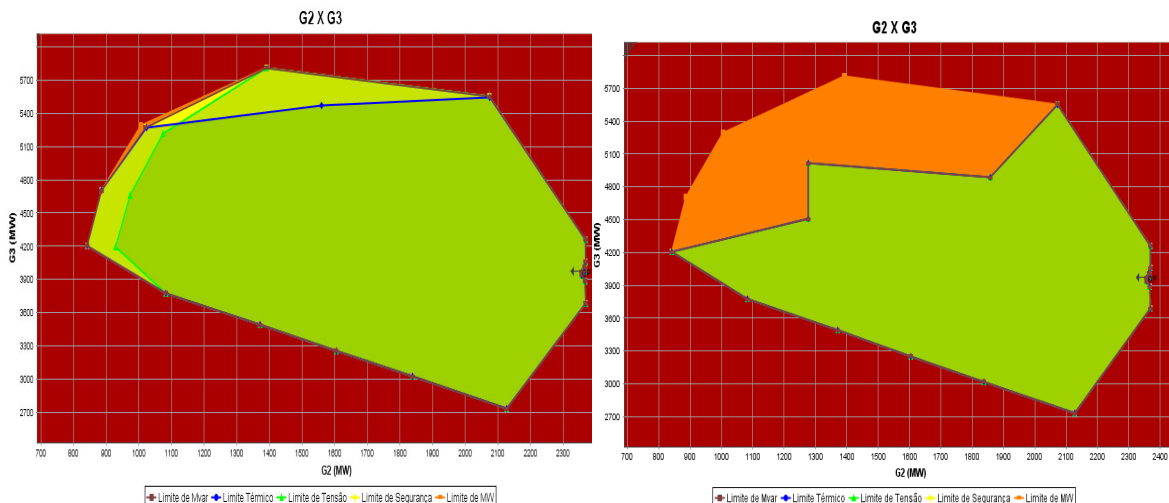


Figura 9– Nomograma VSA (esquerda) e DSA (direita) do SEP no próximo ao limite G2 xG3

O primeiro teste foi a criação de uma situação de operação indesejável. Esta situação pode ser observada a partir do nomograma da Figura 9, gerado pela integração apresentada neste artigo. A Figura 9 apresenta a esquerda o nomograma VSA e a direita o nomograma DSA, onde pode ser notado que o ponto de operação está próximo da envoltória referente a máxima geração do grupo 2. Isto significa que o sistema teste está próximo de uma situação de insegurança do ponto de vista da capacidade do sistema de potência se recuperar ao impacto da contingência testada.

Após análises dos nomogramas das Figuras 9 e 10, é possível constatar que a geração do grupo 2 está próxima do limite, enquanto a geração do grupo 3 está estável com a geração pela metade e a geração do grupo 1 está livre para ser aumentada. No entanto, alteração na geração do grupo 3 poderia levar o ponto de operação para uma posição não satisfatória, conforme notado na Figura 9. Sendo assim, a geração do grupo 1 foi escolhida de modo a alterar o ponto de operação para uma situação mais segura e livre de violações.

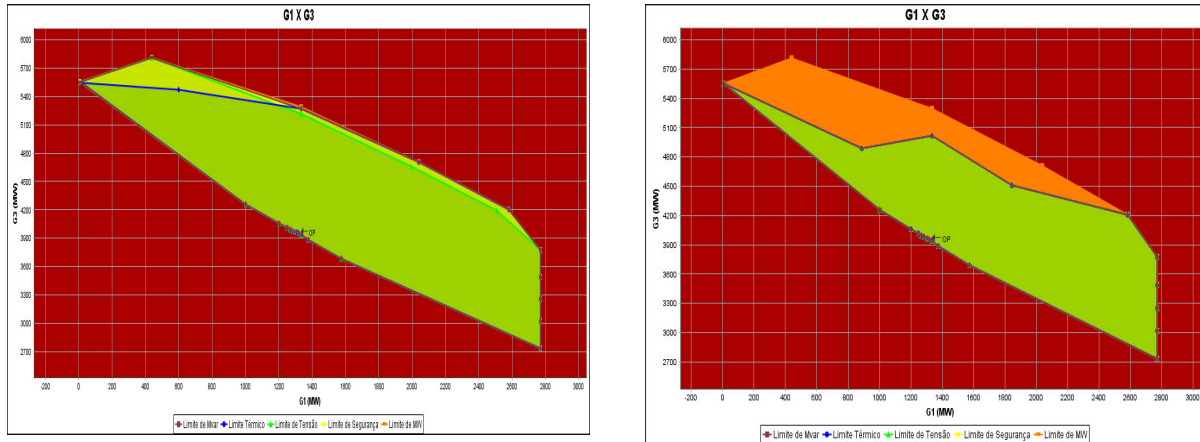


Figura 10 - Nomograma VSA (esquerda) e DSA (direira) do SEP no próximo ao limite G1 x G3

Um novo ponto de operação foi obtido através da redução da geração do grupo 2 do SEP simulado, em aproximadamente 500 MW, e do aumento da geração do grupo 1 no mesmo valor. Este novo ponto de operação pode ser notado centralizado na Figura 11. É possível perceber que a geração do novo ponto de operação está otimizada e sem possibilidade de violação dos seus limites quando da ocorrência desta contingência.

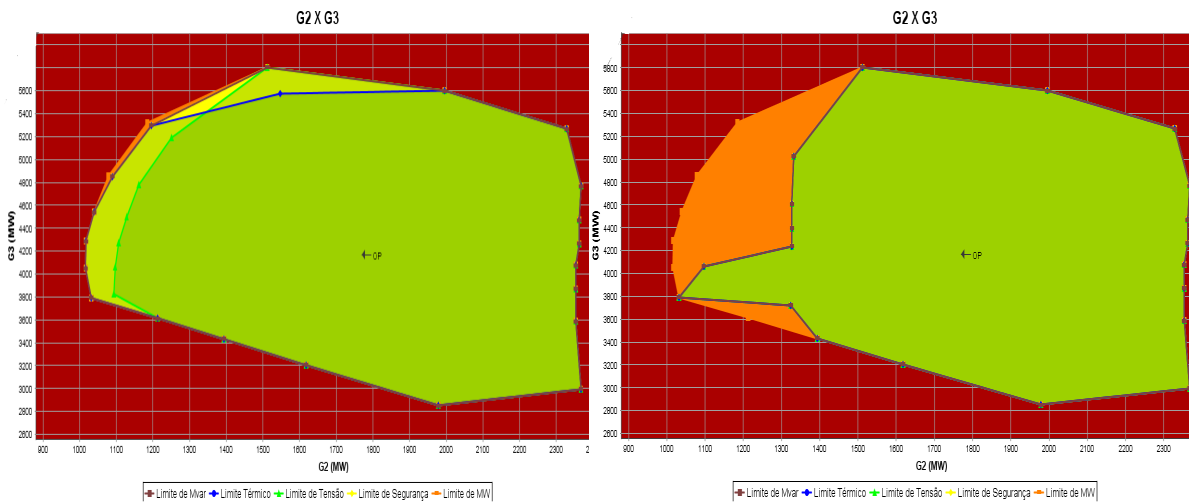


Figura 11 - Nomograma VSA (esquerda) e DSA (direira) do SEP longe do limite

6.0 - CONCLUSÃO

Testes realizados com o sistema exemplo de 65 barras, com diferentes pontos de operação e contingências em linhas de transmissão, demonstraram a viabilidade da integração da aplicação VSA/DSA ao SAGE EMS, com desempenho adequado para operação em tempo real e com melhoria significativa do nível de informação do operador sobre a segurança operativa do sistema.

A ferramenta integrada ao sistema SAGE EMS provou sua utilidade no sentido de permitir ao operador antever os efeitos de eventuais contingências, permitindo ações efetivas para alterar o despacho, a fim de minimizar o risco de que alguma possível ocorrência futura que implique em consequências graves, tornando a operação mais segura. Os próximos passos no desenvolvimento tanto da ferramenta VSA/DSA quanto da integração da mesma ao SAGE EMS envolvem testes com casos reais, utilizando a base pública de modelos dinâmicos mantida pelo Operador Nacional do Sistema.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Morison K., Wang L., Kundur P., "Power System Security Assessment", IEEE power & energy magazine, September/October 2004
- [2] Alves, F.R.M., Henriques, R.M., Passos F^o, J.A., Gomes Jr., S., Borges, C.L.T., Falcão, D.M., Aveleda, A.A., Taranto, G.N., Assis, T.M.L., "Static and Dynamic Security Assessment of Large Power Systems for Online and Offline Applications", 45th CIGRÉ Session, Paris, France, 2014.
- [3] Oliveira Filho, A. L., Santos, H. T., Pereira, L. A. C., Lima, L. C., Lambert, N., Cruz, D., Schio, G. R, Gomes, D. B., Lameirão, A. M. M. S., "Soluções para a Rede de Gerenciamento de Energia do ONS – REGER", XXI SNTPEE - outubro/2011,
- [4] Ziwen Yao, Asher Steed, Greg Dwernychuk, Douglas Cave, "A Model for All Seasons", IEEE power & energy magazine, January/February 2010
- [5] Alves, F. R. M., Henriques, R. M., Passos F^o, J. A., Gomes Jr., S., Borges, C. L. T., Falcão, D. M., Rangel, R. D., Aveleda, A. A., Taranto, G. N., Assis, T. M. L., "Ferramenta Integrada para Avaliação da Segurança Estática e Dinâmica de Sistemas de Potência de Grande Porte", XII SEPOPE, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2012.
- [6] Costa, M. R., Pereira, L. A. C., Alves, J. M. T., "A importância e a Evolução das Funções de Análise de Redes no Sistema de Supervisão e Controle", VIII EDAO, Recife, PE, Março, 2005.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Brenno Delorme Guhle está cursando Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) com previsão de conclusão em julho/2015. Atuou como estagiário do Departamento de Automação de Sistemas do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL de 2012 a 2014, onde começou o estudo contido neste artigo. Suas áreas de interesse incluem algoritmos de análise de redes e sistemas de supervisão e controle.

Carmen Lucia Tancredo Borges possui graduação em Engenharia Elétrica pela UERJ (1984), mestrado em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ (1991) e doutorado em Engenharia de Sistemas e Computação pela COPPE/UFRJ (1998). É Professor de Engenharia Elétrica da UFRJ desde 1996, atuando na pós-graduação da COPPE e na graduação da Poli. Tem experiência de ensino, pesquisa e desenvolvimento de projetos na área de Sistemas de Potência, atuando principalmente em: Análise, Simulação e Otimização, Confiabilidade, Geração Distribuída, Fontes Alternativas, Sistemas Inteligentes e Processamento de Alto Desempenho. Foi Presidente do Capítulo PES-Power & Energy Systems da Seção Rio do IEEE de 2012 a 2014 e atualmente é Chefe do Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica/UFRJ.

Flávio Rodrigo de Miranda Alves nasceu no Rio de Janeiro em 15 de Março de 1963. Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense em 1986 e em Ciência da Computação pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1987, concluiu o mestrado em Engenharia de Sistemas e Computação na Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ) em 1992 e o doutorado em Engenharia Elétrica, na mesma instituição, em 2007. É pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL – desde 1987, atuando no desenvolvimento de aplicações computacionais para análise de redes. Atualmente chefia o Departamento de Redes Elétricas – DRE. Seus interesses incluem, ainda, ambientes integrados de interface gráfica e banco de dados para operação e planejamento de sistemas elétricos de potência, metaheurísticas e recomposição de sistemas elétricos de potência. É membro do IEEE e do Comitê de Estudos C2 do Comitê Nacional Brasileiro da CIGRÉ.

Marcelo Rosado da Costa graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) em 1993. Em 1998 recebeu grau de Mestre em Ciências pela COPPE-UFRJ. É pesquisador do Departamento de Automação de Sistemas do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL - desde 1996, atuando no desenvolvimento de aplicações computacionais de análise de redes no SAGE – Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia, desenvolvido pelo CEPEL. Suas áreas de interesse para pesquisa incluem algoritmos de análise de redes, sistemas de supervisão e controle, simulador para treinamento de operadores e sistema de gerenciamento de distribuição.