



VII SEPOPE

Blecaute de 11 de março de 1999: Medidas de Curto Prazo para Aumento da Segurança do Sistema Elétrico e Principais Aspectos dos Relatórios Elaborados por Especialistas Internacionais

X. Vieira Filho
ELETROBRÁS

E. Salgado

L.A.S. Pilotto
CEPEL

N. Martins

M. Roitman

J.C.O. Mello
CEPEL

A.R. Carvalho

J.J.G. Couri

J.M. Steinberger

H.J. Chipp

P. Gomes

ELETROBRÁS

ONS

I. RESUMO

Este artigo apresenta algumas das medidas de curto prazo adotadas e os principais aspectos dos relatórios elaborados pelos especialistas internacionais relativos ao desligamento em cascata ocorrido no sistema interligado Sul / Sudeste / Centro-Oeste em março de 1999.

Nestes relatórios são descritos alguns dos esquemas de proteção implementados na Costa Oeste norte-americana, e apresentadas sugestões para aumentar a segurança do Sistema Elétrico Brasileiro, que corroboram as atividades da Comissão Mista ELETROBRÁS / CEPEL / ONS / Empresas do Setor.

II. INTRODUÇÃO

O blecaute de 11 de março de 1999 ocasionou a perda de 25 GW de carga e foi o mais severo da história do Setor Elétrico Brasileiro. A ELETROBRÁS, por determinação do MME, coordenou os estudos do GCOI para proposição de medidas de curto, médio e longo prazos para reduzir a probabilidade de ocorrência de grandes perturbações e blecautes e minimizar as consequências de contingências múltiplas que estejam acima do critério do planejamento da operação.

Cerca de uma dezena de forças-tarefa foram rapidamente estabelecidas pelo GCOI, envolvendo técnicos das diversas empresas, com vistas a aumentar a

confiabilidade e a segurança do sistema interligado. Dentre as medidas de curto prazo sugeridas, podemos destacar aquelas envolvendo a adoção de esquemas especiais de proteção, principalmente alívio de geração, para minimizar as consequências de faltas em barramentos de subestações críticas.

As medidas de médio e longo prazos envolvem diversas melhorias no sistema, que vem operando com margens reduzidas nestes últimos anos, em função de crescimento de carga acima do previsto. Podem ser destacados reforços na geração e na transmissão, adição e modernização de equipamentos e instalação de uma rede de registradores para a monitoração do comportamento dinâmico do sistema.

Cinco especialistas internacionais participaram dos trabalhos, tendo interagido com engenheiros das diversas empresas envolvidas e elaborado relatórios, onde são propostas ações de curto, médio e longo prazos, para melhorias do desempenho do sistema elétrico brasileiro.

Este artigo descreve as medidas de curto prazo adotadas, e as principais recomendações dos relatórios elaborados pelos especialistas internacionais. É importante ressaltar que as recomendações dos especialistas convergem, em grande parte, com aquelas constantes dos documentos elaborados pelo GCOI após o blecaute de 11 de março de 1999.

III. O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O sistema elétrico brasileiro apresenta características únicas no mundo, tendo predominância de cerca de 90% hidráulica em seu parque gerador, e sem equilíbrio entre carga e geração em áreas geograficamente bem delimitadas. Somente a Usina de Itaipu é responsável por mais de 18% da produção de energia no país. E ainda, os sítios de geração de energia hidráulica situam-se a longas distâncias dos grandes centros de consumo.

Neste contexto, grandes blocos de energia são transferidos por uma malha de transmissão, das regiões de produção para as de consumo, acarretando linhas de longa distância e alta tensão de operação.

A interligação elétrica do sistema como um todo é promovida quando do projeto da expansão do sistema, de forma a otimizar a produção hidráulica/térmica, ao menor custo compatível com o nível de confiabilidade e continuidade de suprimento proposto.

O sistema atual é projetado para atender ao critério (n-1), ou seja, no caso de falta temporária de um elemento de geração ou transmissão, outras fontes ou caminhos alternativos de suprimento existem, de forma a permitir a continuidade do fornecimento de energia aos centros de consumo.

Com o crescimento da ponta de carga, a operação se aproxima dos limites do sistema, e aumenta a probabilidade de ocorrência de desligamentos em cascata.

IV. O BLECAUTE DE 11 DE MARÇO DE 1999

O desligamento em cascata ocorrido no dia 11 de março de 1999 foi iniciado com um curto-circuito monofásico na barra de 440 kV da subestação Bauru, acarretando o desligamento de 5 circuitos de 440 kV.

Em consequência, ocorreram a perda de geração na CESP, a perda do elo CC e do tronco de 750 kV de Itaipu, seguidos por vários ilhamentos no sistema e pelo corte de 24731 MW de carga.

Na região Sul, o total restabelecimento das cargas ocorreu em 49 minutos. Na área MG, GO, DF, MT e TO o sistema foi recomposto após 30 minutos.

Nas áreas S. Paulo, R. Janeiro, E. Santo e M. G. Sul, onde a quase totalidade das cargas foi desligada, o processo de recomposição foi mais demorado, tendo ocorrido eventos que retardaram este processo.

V. OS TRABALHOS DA COMISSÃO MISTA

O blecaute de 11 de março de 1999 foi o mais severo da história do Setor Elétrico Brasileiro, e a ELETROBRÁS, por determinação do MME, criou a Comissão Mista ELETROBRÁS/CEPEL/ONS, que coordenou os estudos para proposição de medidas de curto, médio e longo prazos para reduzir a probabilidade de ocorrência de grandes perturbações e blecautes e minimizar as consequências de contingências múltiplas.

Os trabalhos da Comissão Mista foram desenvolvidos de forma paralela ao trabalho dos especialistas internacionais, e seus resultados convergiram em grande parte com as conclusões e recomendações destes especialistas.

O trabalho foi dividido em tarefas, organizadas conforme apresentado na Figura 1.



Figura 1: Organização do Trabalho

Os principais resultados obtidos nas diferentes atividades são apresentados a seguir.

Relatório 1: Identificação das subestações críticas do sistema, onde defeitos simples podem provocar desligamentos múltiplos. Os estudos levaram em consideração os possíveis arranjos de barras e tipos de proteção associados, definindo grupos de prioridades.

Produto: Lista de subestações críticas com probabilidade de ocasionar contingências múltiplas de grande impacto. Subsídio aos relatórios 2, 5, 6, 7.

Relatório 2: A partir dos resultados do relatório 1, análise das referidas subestações, sob o aspecto de proteção, controle local e modificações de arranjo físico (exemplo: troca de "bays", troca de filosofia de proteção, rearranjo de barramentos, etc.), visando identificar ações de otimização de desempenho.

Produto: Conjunto de recomendações para alterações de arranjo, equipamentos e proteção das principais subestações.

Relatório 3: Descrição do estado-da-arte dos esquemas de prevenção de blecautes nos Estados Unidos, Canadá e França. Apresentação de exemplos das perturbações ocorridas, causas, tempo requerido para análise, tempo de recomposição e ações tomadas após as mesmas.

Produto: Relatórios Técnicos, resumidos nas seções VI e VII deste trabalho.

Relatório 4: Revisão dos sistemas de supervisão e controle nacionais.

Produto: Especificação de Projetos de Sincronização das Remotas do Sistema Interligado, Sistema Nacional de Oscilografia Digital (incluindo registradores de longa duração), Centro de Treinamento de Operadores, Console de Informações Gerenciais e Especificação dos CLPs básicos para instalação nas subestações.

Relatório 5: Análise da eficácia da atuação dos Esquemas de Controle de Emergência existentes face à ocorrência de desligamentos múltiplos.

Produto: Recomendações de reajustes dos sistemas especiais de proteção existentes, quando adequado.

Relatório 6: Proposição de novos Esquemas de Controle de Segurança (ECS) para minimizar as consequências de desligamentos múltiplos.

Produto: Lógica Básica dos Esquemas de Controle de Segurança.

Relatório 7: Identificação de reforços no sistema interligado, previstos no plano decenal, e que minimizam efeitos de desligamentos múltiplos considerados prováveis.

Produto: Lista priorizada de reforços sistêmicos.

Relatório 8: Análise da segurança sistêmica da malha Norte/Nordeste, nas mesmas bases apresentadas nos relatórios anteriores para o sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste. O processo está sendo conduzido em paralelo, sendo que a aquisição dos equipamentos será efetuada a posteriori.

Dentre os principais resultados alcançados, podem ser citados os seguintes.

Inicialmente foi identificada a necessidade da criação de Zonas de Segurança. Uma Zona de Segurança é a maior região elétrica em que se consegue razoável equilíbrio carga-geração. O objetivo final dos trabalhos é

estabelecer regiões de controlabilidade associadas a cada uma das áreas que foram definidas ao longo do trabalho. A Figura 2 apresenta as Zonas de Segurança do Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

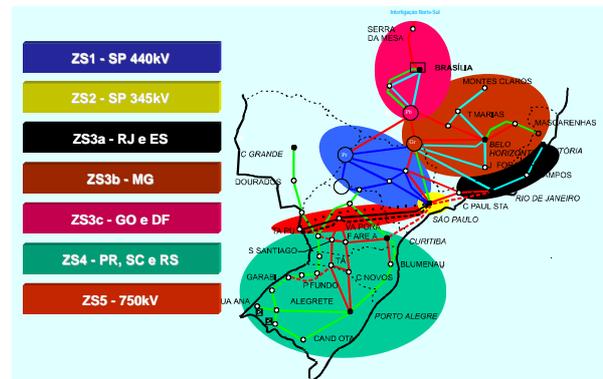


Figura 2: Zonas de Segurança

Em seqüência, foi produzida uma lista de subestações críticas com probabilidade de ocasionar desligamentos múltiplos de grande impacto, explicitada através da Matriz de Segurança da Rede (MSR). Para tanto, adotou-se um critério de perda total de barramento para uma análise preliminar do desempenho dinâmico, e efetuou-se um estudo dos arranjos de barras e tipos de proteção das subestações, no sentido de se avaliar a possibilidade de ocorrência de eventos múltiplos. A concepção da MSR apresenta-se na Figura 3. A situação da MSR no início dos trabalhos é mostrada na Figura 4.



Figura 3: Concepção da MSR

Foram identificadas todas as instalações de grande potencial de impacto (P1 e P2) que oferecem oportunidades para a minimização de risco através de aperfeiçoamentos nos procedimentos operativos, arranjos de barramento e esquemas de proteção e controle local. A esta lista foram acrescentadas algumas subestações que, apesar de não constarem da lista de instalações críticas, revelaram alguma oportunidade para melhoria numa análise mais detalhada. A Tabela 1 apresenta as modificações apontadas ou já implementadas nas proteções intrínsecas das subestações.

	S1	S2	S3
P1	Bauru 440 Ilha Solteira 440	Grajaú 500 Adrianópolis 345 Samambaia 345 Bandeirantes 345 Brasília Sul 345 Itumbiara 345 Baixada 345 Interlagos 345	Foz do Iguaçu 750 Ivaiporã 750 Itaberá 750 Tijuco Preto 750 Tijuco Preto 500 Adrianópolis 500 Angra 500 C. Paulista 500 Itumbiara 500 Serra da Mesa 500 São José 500 Samambaia 500 Tijuco Preto 345 Ibiúna 345 Jaguara 500 Neves 500 São Simão 500 Emborcação 500 Areia 500 Curitiba 500 Blumenau 500 Gravataí 500 Ivaiporã 500 Itaipu 500 Água Vermelha 440 Araraquara 440
P2	Cabreúva 440 Jupuí 440	G. B. Munhoz 500 Guarulhos 345 Furnas 345 P. Caldas 345 L.C. Barreto 345 Campinas 345 Jacarepaguá 345 Nordeste 345	Jaguara 345 Pimenta 345 Araraquara 500 Campinas 500 Marimbondo 500 P. Caldas 500 Itá 500 Campos Novos 500 Salto Santiago 500 Salto Segredo 500 Mesquita 500 Taubaté 500 Água Vermelha 500 Assis 440 Embuguaçu 440 Santa Bárbara 440 Santo Ângelo 440
P3		Capivara 440 Itapeti 345 V. Grande 345 Barreiro 345 Taquaril 345 Corumbá 345 P. Colômbia 345	Nova Ponte 500 São Gotardo 500 Salto Caxias 500 Taubaté 440 Três Irmãos 440 Bom Jardim 440 Sumaré 440 Neves 345 Embuguaçu 345

Figura 4: Situação da MSR em Março de 1999

Tabela 1: Modificações apontadas ou já implementadas nas proteções das subestações.

Jaguara	- Vão de disjuntor de interligação de barras - Substituição da proteção de barras existente por esquema adaptativo
Neves	- Transposição física entre vãos de linha e trafo
Pimenta	- Instalação de disjuntor de interligação de barras - Substituição da proteção de barras existente por esquema adaptativo
Bauru	- Transposição de circuitos e Operação em 4 seções de barra - Disjuntor para o Reator 6 e Proteção de barras adaptativa e esquema para falha de disjuntor
Ilha Solteira	- Operação em 3 seções de barra e Rearranjo de máquinas e linhas - Proteção de barras e esquema p/ falha de disjuntor
Cabreúva	- Instalados TCs e proteção de sobrecorrente associada ao disjuntor de interligação de barras - Proteção de barras e esquema p/ falha de disjuntor - Rearranjo operativo de circuitos e alteração esquema de alívio de carga trafos 440/230 kV
Jupuí	- Instalação de disjuntor de interligação de barras - Rearranjo operativo de circuitos e Proteção de barras e esquema p/ falha de disjuntor
Areia	- Operação normal com o disjuntor central do vão Areia-Segredo e Areia-Ivaiporã aberto - Reencabecamento LT Segredo p/ outro vão
Campos Novos	- 2 módulos de disjuntor p/ reator RT-2
Gravataí	- 1 módulo de disjuntor p/ reator RT-2
Itá	- 1 módulo de disjuntor p/ reator RT-2 e outro p/ LT Itá Campos Novos
Baixada Santista	- Seccionamento de barra 345 kV - Instalação de vão de disjuntor e Proteção de barras adaptativa e p/ falha disjuntor
Nordeste	- Esquema p/ falha de disjuntor
UHE Furnas	- Substituição da proteção de barras existente por esquema adaptativo - Modernização relés e Esquema para religamento de LTs
Grajaú 500 kV	- Estudo viabilidade religamento LTs
Bandeirantes, Brasília Sul, Samambaia e Poços	- Manutenção de equipamentos primários pela retirada de operação do circuito correspondente
Adrianópolis	- Seccionamento barra 345 kV e Instalação de vão de disjuntor - Transposição dos vãos da linha Itutinga-Campos e Proteção de barras adaptativa
Guarulhos	- Rearranjo dos circuitos p/ operação em 3 barras - Proteção de barras adaptativa e p/ falha disjuntor
Itumbiara	- Seccionamento barra 345 kV, Instalação de vão de disjuntor e Proteção de barras adaptativa
L.C.Barreto	- Instalação chave seccionadora e Proteção adaptativa de barras e p/ falha de disjuntor
G. B. Munhoz 500kV	- Rearranjo operativo de máquinas e circuitos

Além das medidas específicas para cada subestação, foram propostas ações de caráter genérico, como as citadas a seguir.

- As intervenções para manutenção em equipamentos primários devem ser efetuadas, sempre que possível, com o desligamento do circuito, sem alteração da configuração operativa do barramento da SE.
- Revisão dos requisitos mínimos de arranjos de barramentos para novas SEs, visando maior confiabilidade:
 - 230 kV Barra dupla
 - 345 kV Barra dupla e transferência
 - 440 kV Anel ou disjuntor e meio
 - 500 kV e acima Disjuntor e meio.
- Atualização da representação dos equipamentos de proteção e controle nos programas computacionais de análise de estabilidade, visando maior eficiência dos estudos.
- Desenvolvimento de novas ferramentas computacionais para apoio à liberação de equipamentos para manutenção, com foco na minimização da degradação da confiabilidade.
- Atenção à manutenção preventiva das SEs da rede básica nos aspectos ligados ao risco de falhas múltiplas: malhas de terra, monitoramento de equipamentos por termovisão e acompanhamento da adequacidade de disjuntores.
- Implementação de esquemas de religamento monopolar, sempre que esta alternativa mostrar-se tecnicamente viável, de forma a melhorar a continuidade do fornecimento e redução do impacto de faltas em linhas.
- Estabelecimento de critérios de priorização visando a modernização de sistemas de proteção antigos, atualmente em operação.
- Substituição dos esquemas de proteção de retaguarda remota, atualmente em operação, por esquemas de retaguarda local, minimizando o risco de propagação de desligamentos.

No âmbito dos Relatórios 5 e 6, encontra-se em desenvolvimento o projeto básico dos esquemas de controle de segurança (ECS) e a verificação da adequacidade dos atuais esquemas de controle de emergência (ECE) para o elenco de desligamentos múltiplos em estudo. A Figura 5 apresenta a lista dos ECS em desenvolvimento, onde já estão concluídos os projetos associados às subestações de Bauru, Jaguara, Brasília-Sul e Adrianópolis (em verde na Figura) enquanto os demais (em laranja na Figura) encontram-se em fase de conclusão. A Figura 6 apresenta os trabalhos de revisão dos ECE.



Figura 5: Projetos de ECSs em Andamento



Figura 6: Processo de Revisão de ECEs

Com base nos resultados obtidos até o presente momento, no âmbito dos Relatórios 2, 5 e 6, pode-se traçar gráficos qualitativos da redução do nível de risco aplicado às subestações em análise (nos quadrantes mais críticos da MSR), segundo os critérios de desligamentos múltiplos adotados.

Como exemplo de resultado obtido, é apresentada na Figura 7 a evolução do nível de risco associado à subestação de Bauru em função dos resultados obtidos no âmbito da Comissão Mista e sua conseqüente implantação. A faixa vermelha superior indica o maior nível de risco, que vai decrescendo até a faixa verde inferior, indicando nível de risco mais reduzido.

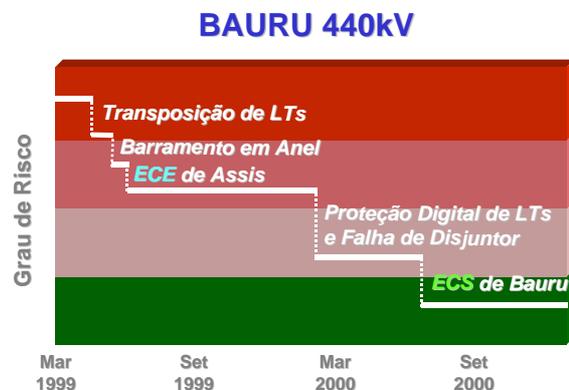


Figura 7: Evolução do Nível de Risco – SE Bauru

De uma forma mais geral, uma nova matriz de segurança da rede (MSR) pode ser vislumbrada com a implementação de mudanças de arranjos de barramentos em subestações, ajustes de proteções e ainda testes de adequacidade dos Esquemas de Controle de Emergência atuais para suportabilidade a desligamentos múltiplos.

No segundo semestre de 2000, já estarão em funcionamento os esquemas baseados nos Controladores Lógicos Programáveis (CLP) nas Zonas 3a, 3b e 3c, conforme apresentado na Figura 8 para a área Rio de Janeiro / Espírito Santo. Finalmente, em Outubro de 2000, levando em consideração os ECSs e ECEs já estudados e implementados, e as alterações intrínsecas anteriormente previstas, a Matriz de Segurança da Rede (MSR) tenderá a apresentar a configuração mostrada na Figura 9, com todas as

subestações originalmente críticas já removidas da região mais crítica da matriz.

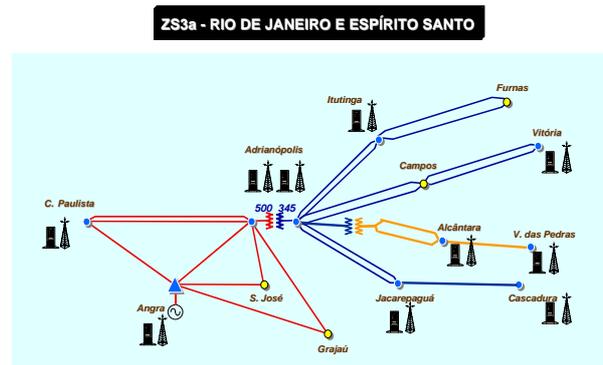


Figura 8: Implantação dos CLPs – Zona 3a

	S1	S2	S3
P1			Foz do Iguaçu 750 Ivaiporã 750 Itaberá 750 Tijuco Preto 750 Tijuco Preto 500 Adrianópolis 500 Angra 500 C. Paulista 500 Itumbiara 500 Serra da Mesa 500 Itaipu 500 Água Vermelha 440 Tijuco Preto 345
P2			Mesquita 500 Taubaté 500 Água Vermelha 500 Campos Novos 500 Salto Santiago 500 Salto Segredo 500
P3		Capivara 440 Itapeti 345 V. Grande 345 Barreiro 345 Taquaril 345 Corumbá 345 P. Colômbia 345 Campinas 345 Jacarepaguá 345 Interlagos 345 Cabreúva 440	Grajaú 500 Samambaia 345 Bandeirantes 345 Brasília Sul 345 Bauru 440 Ilha Solteira 440 Nova Ponte 500 São Gotardo 500 Salto Caxias 500 Taubaté 440 Três Irmãos 440 Bom Jardim 440 Sumaré 440 Neves 345 Embuguaçu 345 São José 500 Samambaia 500 G.B. Munhoz 500 Araraquara 500 Campinas 500 Marimondo 500 P. Caldas 500 Gravataí 500 Ivaiporã 500 L.C. Barreto 345 Jupia 440 Furnas 345 Araraquara 440 Areia 500 Curitiba 500 Jaguará 345 Pimenta 345 Adrianópolis 345 Nordeste 345 P. Caldas 345 Guarulhos 345 Interlagos 345 Baixada 345 Itumbiara 345 Itá 500 Assis 440 Embuguaçu 440 Santa Bárbara 440 Santo Ângelo 440 Blumenau 500

Figura 9: Situação Prevista da MSR para Outubro de 2000

VI. SUMÁRIO DOS RELATÓRIOS PREPARADOS PELOS ESPECIALISTAS INTERNACIONAIS

A Tabela 2 apresenta um sumário de recentes desligamentos em cascata ocorridos no sistema interligado da costa oeste norte-americana, controlado pelo WSCC (Western Systems Coordinating Council).

Para minimizar os possíveis efeitos destes desligamentos, foi desenvolvido para o sistema do WSCC um esquema de segurança para a Interligação CA Califórnia–Oregon, para prevenir sobrecargas, quedas de tensão e instabilidade no sistema interligado, em casos de perda de uma ou mais linhas de 500 KV.

Tabela 2 – Recentes Desligamentos em Cascata no Sistema WSCC

Dia e hora	Fluxo no Pacific Intertie	No. de Ilhamentos	Perda de Carga	Perda de Geração
7 Janeiro 1994 (4h31)	S -> N	5	7,500 MW	6,400 MW
14 Dezembro 1994 (1h25)	S -> N	5	9,336 MW	11,300 MW
2 Julho 1996 (14h24)	N -> S	5	11,743 MW	9,909 Mw
10 Agosto 1996 (15h48)	N -> S	4	30,489 MW	25,578 MW

Este esquema apresenta controle de ilhamento, que separa automaticamente o sistema interligado WSCC em duas ilhas CA (Norte e Sul), preservando os dois troncos de transmissão em corrente contínua, além de promover outras ações corretivas de menor impacto. Sua implementação custou aproximadamente US\$ 15 milhões, sendo que o esquema foi descomissionado em 1995 e re-comissionado após 10 de agosto de 1996.

Dentre as ações corretivas, podem ser citadas:

- Desligamento de geração no Noroeste dos Estados Unidos e Canadá.
- Desligamento de geração dos sistemas PG&E e California Dept. Water Resources.
- Aplicação de breaking resistor em Chief Joseph (BPA).
- Suspensão do Controle Automático da Geração nos sistemas da BPA e BCH.
- Inserção mecânica de Capacitores Chaveados e Reatores Shunt.
- Bypass de Capacitores Série.
- Remoção de Capacitores e Reatores Shunt.

Uma das principais características do esquema de proteção é seu nível de redundância, fazendo com que falha em qualquer componente não afete o funcionamento do sistema, e que componentes possam ser removidos para testes ou manutenção, enquanto o resto do sistema continua operando.

Ele apresenta ainda segurança contra operações indevidas, sendo supervisionado por relés de **power rate**, e utilizando lógica de votação que só permite desligamentos quando pelo menos 2 entre 3 sinais assim indicarem.

Os testes funcionais do esquema de proteção são realizados anualmente, os testes dos sistemas de comunicação são realizados semestralmente, e os procedimentos do sistema são periodicamente atualizados e ajustados.

VII. ALGUMAS RECOMENDAÇÕES PARA O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Em função da urgência necessária à tomada de ações para aumentar a segurança do sistema elétrico brasileiro, os especialistas internacionais sugeriram algumas medidas de implementação imediata, outras a

serem tomadas em até um ano, e também medidas de médio e longo prazos.

VII.1 Medidas de Implementação Imediata

Dentre as medidas que podem ser implementadas imediatamente, é sugerida a criação de um sistema de gerenciamento da confiabilidade, para desenvolver padrões para o planejamento e a operação do sistema interligado, tais como limites para desvios de frequência, disponibilidade de reservas, ajustes adequados de reguladores, PSSs e da capacidade reativa para novos empreendimentos de geração, além de garantir o cumprimento dos padrões e monitorar seu atendimento.

Outras sugestões são o rearranjo de configuração das barras para minimizar o impacto de faltas na segurança do sistema, estudos para melhoria das proteções na rede, estudos de viabilidade de sistemas locais para aumento da segurança sob múltiplas contingências, revisão de condições de instalações que são críticas para o processo de recomposição do sistema e modelagem de dispositivos e esquemas de proteção em programas de simulação dinâmica com controles definidos pelo usuário.

Também é citada a criação de uma equipe para acompanhar as condições das instalações que afetam diretamente a confiabilidade do sistema, verificando os esquemas de controle e proteção, as especificações dos equipamentos, os diagramas das usinas e subestações, as capacidades de comunicação com centros de controle, capacidade de black-start e experiência dos operadores. Também pode ser considerada a contratação de uma equipe de comunicação para atuar na interface com a mídia em caso de eventos de grandes proporções.

VII.2 Medidas de Curto Prazo

Para um horizonte de curto prazo, os especialistas internacionais sugerem a implementação da legislação do sistema de gerenciamento da confiabilidade, um rearranjo mais profundo das subestações para aumentar a flexibilidade operativa, modificando terminais físicos nos pontos de conexão, implementando proteção diferencial de barra em cada seção e revisando a filosofia de proteção atual.

Neste horizonte também é sugerida a determinação da viabilidade dos esquemas de controle de segurança da rede, iniciando sua implementação em ordem de prioridade atendendo a uma estratégia de segurança, a implantação de esquemas para controle de ilhamentos, a investigação de possíveis sobrecargas em transformadores localizados em áreas estratégicas do sistema e a análise de implementação de dispositivos para limitar sobre-excitações em compensadores síncronos e geradores de grande relevância para a manutenção da estabilidade do sistema.

Um esforço concentrado envolvendo as diferentes empresas do setor deve ser direcionado para definir novos critérios de recomposição, realizar testes de campo e aperfeiçoar o treinamento dos operadores.

Os especialistas analisaram em detalhe o sistema de transmissão de Itaipu, e sugeriram a busca de compatibilidade entre os relés de diferentes fabricantes, utilizados na sua proteção. Caso não haja compatibilidade suficiente, a substituição de parte dos relés deve ser considerada. Da mesma forma, os PSSs de Itaipu 60Hz devem ter sua substituição avaliada visando melhorar o amortecimento para diversos modos de oscilação.

Além das medidas citadas, também foi sugerido o estabelecimento de um guia nacional para a proteção do sistema, pois existe uma grande diversificação de políticas de proteção pelas diferentes empresas do setor. Numa rede malhada como o sistema interligado brasileiro, esquemas de proteção com ilhamentos controlados pré-planejados podem apresentar dificuldades. Uma opção seria confiar simplesmente nos relés de distância. Desligamentos “on-the-way-in” são preferíveis para linhas EAT, pois evitam condições de curto equivalentes a faltas trifásicas. Também devem ser verificadas as condições de desligamento, que devem ser modeladas em simulações dinâmicas.

VII.3 Medidas de Médio Prazo

A médio prazo, pode-se melhorar a capacidade de compensação reativa nos sistemas Sul e Sudeste, com a instalação de capacitores série e/ou shunt. Bancos chaveados adicionais podem também ser considerados para aumentar as reservas de potência reativa em geradores, compensadores síncronos e compensadores estáticos.

Também foi sugerida a implementação de um amplo plano de controle de emergência, baseado em aplicação de diversos sistemas de controle de segurança. Este plano deve prevenir colapsos do sistema após contingências múltiplas, e pode responder a contingências de nível mais baixo até que uma solução permanente seja implantada.

Outra atividade importante é a atualização dos planos de recomposição do sistema elétrico, necessária após o processo de reestruturação e privatização do setor. A recomposição em situações de emergência deve ser planejada de uma forma unificada para todo o sistema, independentemente de fatores comerciais, sendo que a capacidade de black start pode ser considerada como um serviço ancilar. A energização de grandes motores após um apagão deve ser evitada, por causa dos níveis de corrente necessários.

Devem ser modernizados os sistemas de excitação de usinas críticas localizados na proximidade dos centros de carga, como Henry Borden, Luiz Carlos Barreto e Porto Colômbia.

Deve ser implementado um amplo sistema de monitoração dinâmica, sincronizado via GPS, com armazenamento de informações importantes, para avaliar continuamente a performance do sistema interligado.

Também deve ser implementada uma estratégia unificada de treinamento e certificação de operadores, com simuladores adequados.

A capacidade de chaveamento de reatores shunt deve ser revista, pois estes dispositivos de chaveamento podem melhorar a operação em emergência e a recomposição do sistema.

Outra recomendação dos especialistas é a necessidade de desenvolvimento de ferramentas computacionais para análises on-line, quase em tempo real. Por exemplo, monitoramento de reservas de reativo nos centros de controle, para aumentar a segurança do sistema, e ferramentas para permitir aos operadores a avaliação da capacidade do sistema. O primeiro passo, e também o mais difícil, é a implantação de estimador de estado e fluxo de potência on-line, já que são necessárias milhares de medições do sistema SCADA e indicadores de estado.

VII.4 Medidas de Longo Prazo

Os especialistas tomaram como premissas para as recomendações de longo prazo, que o crescimento da carga deve consumir a maior parte das margens ainda existentes nos próximos anos, e também que reforços sistêmicos devem ser planejados e implementados. Assim, temporariamente, sistemas de controle de segurança podem minimizar os riscos de desligamentos em cascata.

É sugerido um rearranjo mais profundo nas subestações para aumentar a confiabilidade do sistema. Mudanças no arranjo físico das subestações de forma a utilizar configurações de barramentos com disjuntor e meio, em Bauru, Cabreúva, Ilha Solteira, Jupia e outras.

Da mesma forma, melhoramentos mais avançados na capacidade de análise on-line, com novas tecnologias como automação de subestações, medição fasorial digital sincronizada de seqüência positiva, comunicações por fibras óticas, comunicações por telefonia celular e por satélite.

Serão também necessários reforços na transmissão de EAT para os centros de carga em São Paulo e Rio de Janeiro, bem como aumento na capacidade de interconexão entre os sistemas Sul e Sudeste.

Ainda no sistema Sudeste, haverá necessidade de aumento da capacidade de transmissão, removendo-se os gargalos críticos, diminuindo-se o trabalho dos sistemas de segurança, e melhorando o desempenho da interligação Norte-Sul.

Outro detalhe importante é a constatação de que disjuntores com resistores de pré-inserção têm se mostrado de baixa confiabilidade e devem ser descartados se possível. No entanto, isto exigirá uma revisão completa das respostas do sistema a chaveamentos e pode haver necessidade de implementação de outros dispositivos para supressão de surtos.

VIII. CONCLUSÕES

O artigo apresentou a metodologia de trabalho adotada pela Comissão Mista ELETROBRÁS/ CEPEL/ ONS para minimização dos desligamentos em cascata do Sistema Interligado Brasileiro em conseqüência de contingências múltiplas. Os trabalhos em desenvolvimento pelas diferentes forças-tarefa foram sumarizados e chamou-se atenção para o estabelecimento do conceito de Zonas de Segurança.

Um outro conceito importante apontado neste trabalho é o da determinação de uma Matriz de Segurança de Rede.

O artigo também apresentou os principais aspectos dos relatórios elaborados por especialistas internacionais, relativos ao blecaute de 11 de março de 1999.

Foram apresentados casos recentes de desligamentos em sistemas interligados em outros países, e as medidas corretivas lá adotadas. Esses especialistas também avaliaram as condições do sistema elétrico brasileiro, e apresentaram uma série de sugestões para aumento da segurança, através de medidas de implementação imediata, de curto, médio e longo prazos.

As conclusões e recomendações dos especialistas internacionais corroboraram basicamente os

trabalhos desenvolvidos no âmbito da Comissão Mista ELETROBRÁS /CEPEL /ONS.

IX. BIBLIOGRAFIA

1 – Carson Taylor – “WSCC Experience in the Prevention of Major Blackouts” - relatório aprovado e distribuído para os membros da Comissão Mista Eletrobrás/CEPEL/GCOI/ONS

2 – Prabha Kundur, Yakout Mansour – “North American Experience in the Prevention of Major Blackouts and Important Issues to be considered in the Brazilian System” – relatório aprovado para distribuição para os membros da Comissão Mista Eletrobrás/CEPEL/GCOI/ONS

3 – Bruno Meyer, Marc Trotignon – “Defense Plan of Electricité de France Against Major Disturbances”- relatório aprovado para distribuição para os membros da Comissão Mista Eletrobrás/CEPEL//GCOI/ONS.