



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GMI 21
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO XII

GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO EM INSTALAÇÕES ELÉTRICAS – GMI

METODOLOGIA PARA CÁLCULO DO ÍNDICE DE ROBUSTEZ DE SUBESTAÇÕES PROJETO PILOTO - SUBESTAÇÃO MARABÁ (PA)

Carlos K. C. Arruda *
Luis Adriano M. C. Domingues
Ricardo C. Fonte

CEPEL

Hélio P. Amorim Jr.
Pablo A. Lisboa
Clayton G. da Mata

Lídio Francisco A. Nascimento
Sérgio Luis Zaghetto

ELETRONORTE

RESUMO

A preocupação crescente com a disponibilidade das instalações do Setor Elétrico torna prioritário o desenvolvimento de ferramentas para gerenciamento dos ativos da empresa. Essas ferramentas podem oferecer elementos para tomada de decisão em aspectos essenciais como investimento (momento de substituir os equipamentos) e planejamento da manutenção (definição da frequência e duração da manutenção, especialmente com equipamentos caminhando para o final de sua vida útil). A metodologia proposta neste trabalho baseia-se em uma análise que simula o desempenho da subestação considerando o desempenho individualizado de cada equipamento que a compõe. São considerados os chaveamentos realizáveis a partir de certas contingências, o que torna o sistema dinâmico.

PALAVRAS-CHAVE

Subestação, Confiabilidade, Modo de falha.

1.0 - INTRODUÇÃO

Com o envelhecimento natural dos equipamentos e instalações, a questão do gerenciamento dos ativos adquire uma grande dimensão face aos custos elevados, quer do investimento na troca de equipamentos, quer do custo da indisponibilidade da instalação, ocasionado pela falha.

O risco de falha de subestações (SE), e também de seus equipamentos, tem sido tratado, ao longo dos anos, de forma simplista, ora considerando as SE's como elementos de confiabilidade infinita (nó elétrico nas análises sistêmicas), ora adotando análises meramente qualitativas, baseadas em conceitos genéricos sobre tipos de arranjo da SE. Esse não parece ser, no entendimento dos autores, o melhor caminho a ser adotado para a modelagem de SE, principalmente quando se analisa a sua importância no contexto de um sistema de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais.

Um estudo mais minucioso é necessário de forma a descobrir pontos ou equipamentos debilitados que podem ocasionar grandes transtornos caso venham a falhar. Deseja-se mensurar de forma bastante clara a importância de certos equipamentos na atuação confiável da SE, o que de certa forma auxiliará a equipe de manutenção no que tange à sua atuação preventiva.

Neste trabalho apresenta-se o resultado do desenvolvimento de metodologia que busca definir um Índice de Robustez (IR) que tem como finalidade determinar a condição presente da SE, dada uma avaliação do risco de falha de cada equipamento. Essa grandeza tem como principal função permitir uma imediata comparação entre diferentes cenários, onde se incluam, especialmente, o envelhecimento dos equipamentos e a sua frequência de manutenção. A metodologia para determinação do risco de falha dos equipamentos a partir dos históricos

operacionais é apresentada em outro IT (1). O Índice de Robustez proposto é composto de duas parcelas distintas:

- A primeira parcela refere-se à confiabilidade inerente ao arranjo. Isto significa que, mesmo com todos os equipamentos numa condição ideal, existe um risco de falha básico;
- Nas alternativas onde se considera a degradação do desempenho dos equipamentos, bem como o aumento na frequência das manutenções, há um aumento do risco de falha, e conseqüente degradação do Índice de Robustez da SE.

Os resultados mais relevantes desses estudos são:

- Avaliar o IR das várias SE's da empresa de modo a colocá-las num processo comparativo em função do nível de segurança/risco de cada uma;
- Identificar o peso de cada equipamento no risco de cada SE, permitindo colocar o processo de priorização de investimentos numa ótica mais global, considerando o seu impacto no sistema.

Para validação da metodologia proposta apresentaremos os resultados obtidos no projeto piloto, onde foi utilizada a SE de Marabá-PA de 500 kV como protótipo.

2.0 - METODOLOGIA

2.1 Abordagem qualitativa

O estudo da confiabilidade de um sistema (equipamento) não envolve apenas a análise quantitativa, traduzida em termos de uma taxa de falha, do tempo médio entre falhas (MTBF) ou do tempo médio até a falha (MTTF). Uma análise qualitativa também é importante, pois é necessário que o conceito de falha esteja bem definido para o usuário, de modo a poder prontamente caracterizá-la. Além disso, deve-se identificar de que forma o sistema falha (modo de falha), quais são as causas, os efeitos e as conseqüências dessa falha.

Pelo fato de abordar adequadamente essas questões, o processo RCM (*Reliability-Centred Maintenance*), atualmente bastante utilizado como ferramenta para gerenciamento de manutenção, foi utilizado neste projeto. Tal técnica define a *falha funcional* como a incapacidade de qualquer ativo em cumprir uma função para um padrão de desempenho aceitável pelo usuário. Sob tal prisma, uma bomba de recalque, por exemplo, pode apresentar falha funcional tanto pelo fato de recalcar água a uma vazão abaixo da especificada (padrão de desempenho), quanto pela total incapacidade em bombear o líquido (perda total da função).

A RCM também define o *modo de falha* como qualquer evento que causa uma falha funcional. Na prática, a manutenção é gerenciada no nível do modo de falha, sendo esse o elemento definidor tanto do trecho da curva da banheira a ser utilizado (mortalidade infantil, falha aleatória, desgaste), quanto da escala de tempo adotada na análise quantitativa da confiabilidade (falha após "x" horas, falha após "y" ciclos de operação). Além disso, como será detalhado adiante neste trabalho, a formulação de Weibull, utilizada na modelagem da confiabilidade do equipamento, pressupõe que a análise seja feita para cada modo de falha, sob pena de introdução de distorções e conseqüentes prejuízos no resultado.

É ainda necessário que o sistema seja, tanto quanto possível, dividido em subsistemas e estes em componentes, viabilizando a construção de seu diagrama de blocos de confiabilidade (RDB), de modo a permitir que a confiabilidade do conjunto (equipamento) possa ser avaliada em função (ou a partir) da confiabilidade de cada um daqueles subsistemas e/ou componentes.

Assim, para equipamentos novos ou que nunca apresentaram falhas, pode-se partir do histórico de falhas de subsistemas e/ou componentes idênticos utilizados em equipamentos similares àquele sob estudo, de modo a se poder quantificar um valor inicial de confiabilidade.

2.2 Abordagem quantitativa

Existem cinco passos essenciais para se estabelecer o processo de avaliação de subestações:

1. Descrição física do problema: consiste em identificar os componentes assim como suas taxas de falha, impedâncias e conexões dentro do sistema, os modos de falha e manutenção, bem como o tempo de manutenção e de reparo de cada um dos elementos. Além disso, devem-se identificar os terminais de fonte e saída.
2. Critério de Desempenho (qualitativo): Especificar o critério de desempenho para operação do sistema. O critério pode ser, por exemplo, de continuidade do circuito ou ainda de análise de fluxo.
3. Meta de Confiança (quantitativo): Estabelecer um nível satisfatório de desempenho do sistema. Esse nível pode, em termos numéricos, medir o intervalo de tempo entre eventos que ocasionem um cenário falhado. Ou até mesmo uma unidade de tempo que leve o sistema a infringir o critério de desempenho.

4. Modos de Falha e Análise de Efeito: Decidir o nível de contingência e a sequência de eventos de falha a ser investigado. Determinar o efeito de certo evento de falha sobre o sistema de proteção e a ação para interrupção, verificando se o critério de desempenho foi violado e, nesse caso, quais as medidas cabíveis a serem tomadas para retornar o sistema ao estado de sucesso. Registrar o efeito de um evento de falha nos terminais afetados, ou seja, registrar o modo de falha, a probabilidade do evento e a sua duração, criando com isso um banco de dados para utilização posterior.

5. Efeitos da Falha e Sumário: preparar uma lista de eventos de falha que impliquem na violação do critério de performance, bem como a frequência e a duração desses eventos.

A modelagem matemática da SE foi efetuada a partir da sua topologia, sendo cada equipamento associado a taxas de falha e tempos de reparo. São feitas as análises das diversas combinações de contingências simples e duplas, inclusive manutenção e falha, e identificados os eventos que provocam interrupção do fornecimento (corte de carga). Para esses eventos, as probabilidades de ocorrência e os tempos de interrupção são calculados a partir das taxas de falha e dos tempos de reparo.

Como a modelagem das taxas de falha dos diversos equipamentos, considerando seus respectivos históricos operacionais, será realizada numa etapa posterior do Projeto Piloto, essa análise foi conduzida considerando valores levantados na literatura (2), (3). O efeito do envelhecimento de cada equipamento foi simulado mediante o aumento das respectivas taxas de falha, acompanhando uma curva de envelhecimento do equipamento, de acordo com um modelo de “curva da banheira”, com taxas obtidas de acordo com o referido levantamento. Foi adotado como hipótese, neste estudo, que os equipamentos até 10 anos de serviço têm desempenho correspondente à fase de vida útil (Caso 1); nas faixas em torno de 15 e 20 anos o risco de falha aumenta simulando a fase de envelhecimento (Caso 2 e Caso 3).

3.0 - ANÁLISE DE VIDA DOS EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS DE ALTA TENSÃO

Os equipamentos elétricos de alta tensão instalados em subestações podem ser solicitados a operar sob diversas condições, a saber: altas temperaturas, chuvas, poluição, sobrecarga. Dessa forma, o modelo do equipamento relacionada à sua expectativa de falhas, ou seja, a definição da sua taxa de falha é por vezes muito complexo.

Muito se tem discutido sobre as condições atuais dos equipamentos elétricos de alta tensão no Sistema Interligado Nacional (SIN). Recente evento promovido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), em outubro de 2006, contando com os agentes, fabricantes, especialistas e o próprio ONS, tratou exclusivamente da avaliação de vida dos disjuntores do SIN. O levantamento realizado pelo ONS aponta para um cenário catastrófico, onde a maioria dos disjuntores existentes está ou caminha para o fim de sua vida útil. Como enfrentar tal problema visto que o investimento para a renovação é elevado e sua implementação demanda tempo? Se não houver prioridades definidas, todos os equipamentos serão tratados igualmente e com urgência, o que resultará em uma incapacidade de operação. Foi consenso entre os presentes que deve haver um procedimento para avaliar prioridades de atuação, e que ele seja baseado em dados estatísticos de falhas e eventos.

O sistema aqui proposto prega o uso da modelagem do equipamento via distribuição de Weibull, por entender que essa distribuição possui características importantes que a qualificam para a utilização nesse tipo de problema. A principal característica da modelagem de Weibull é a possibilidade de ser implementada com um número reduzido de ocorrências na amostra, o que parece ser aderente ao caso particular do sistema elétrico brasileiro, onde pouco ou quase nada se sabe a respeito de eventos relacionados a condições anormais.

A maioria dos trabalhos encontrados na literatura se baseia em valores pré-estabelecidos por grupos de pesquisa e utilizam a modelagem exponencial para definir as taxas de falha e tempo de reparo. Como a modelagem exponencial é um caso particular da distribuição de Weibull, a utilização desta também contempla o modelo exponencial, caso consideremos as taxas constantes ao longo do tempo.

O projeto tem como objetivo final realizar tal simulação, baseada em dados reais levantados junto ao corpo técnico da concessionária. Para tanto, formulários específicos para cada tipo de equipamento foram elaborados e encontram-se em fase de preenchimento, o que nos possibilitará utilizar as técnicas de Weibull na definição de taxa de falha e tempo de reparo de cada um dos equipamentos que compõem a SE. Acreditamos que esse procedimento dará respaldo técnico à metodologia, deixando esta de ser mais uma pesquisa tipicamente acadêmica e se torne de fato uma ferramenta útil às atividades de manutenção, operação e planejamento de expansão das empresas do setor elétrico.

4.0 - IMPLEMENTAÇÃO

A figura 1 demonstra o arranjo físico de um trecho da SE Marabá 500 kV, com todos os equipamentos elétricos existentes na mesma. Ressalta-se que o número de entradas total é quatro e o número de saídas é cinco. Além

disso, esse arranjo é classificado como de disjuntor e meio, apresentando bons índices de confiabilidade quando comparado com outros arranjos.

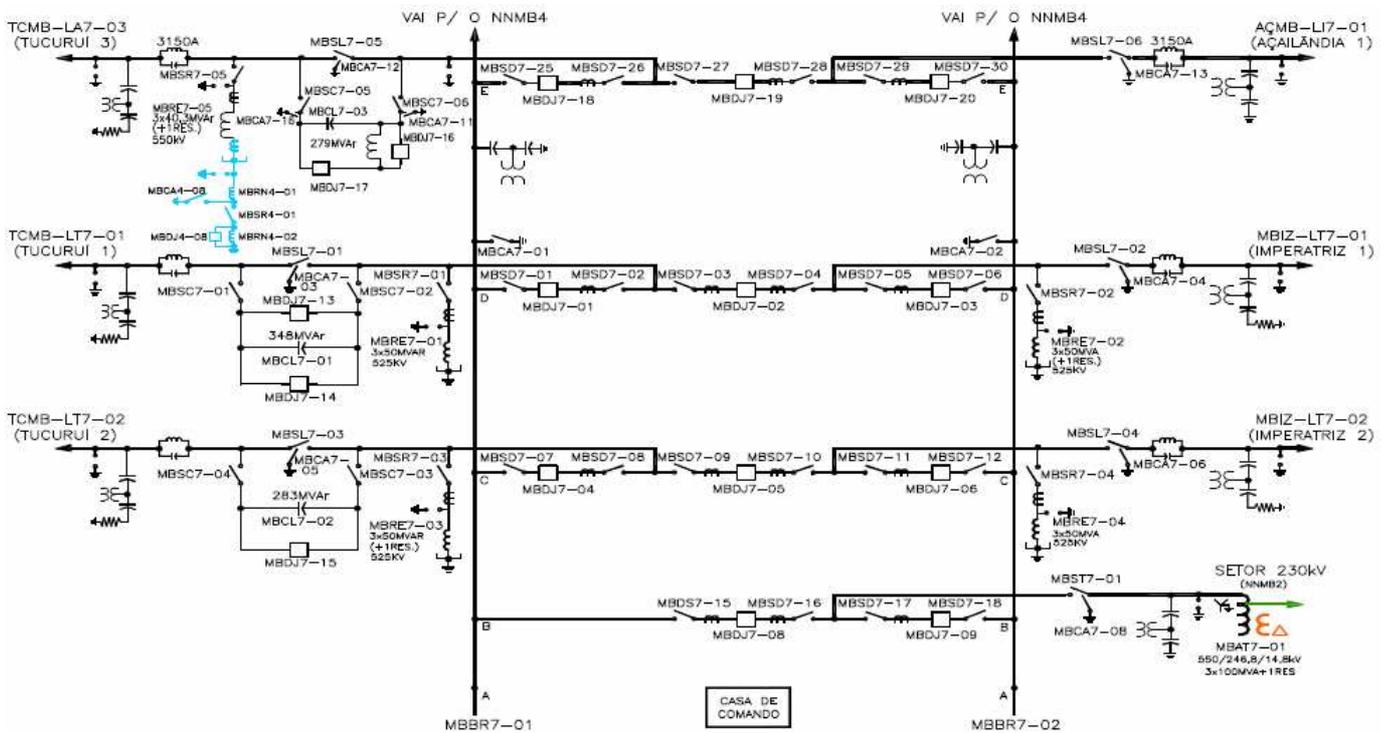


FIGURA 1 – Arranjo Físico de um Trecho da SE Marabá – PA – 500 kV

Onde:

- SR – Seccionadora
- SC – Seccionadora com Aterramento
- SD – Seccionadora com Disjuntor
- SL – Seccionadora de Linha
- CA – Chave de Aterramento
- CL – Compensador Série
- BR – Barramento
- RE – Reator
- RN – Reator de Neutro
- DJ – Disjuntor
- LA – Linhas de Transmissão de 500 kV – Linhas que não são responsabilidade da ELN
- LT – Linhas de Transmissão de 500 kV
- LI – Linhas de Interligação

A tabela 1 apresenta de maneira resumida os equipamentos elétricos existentes na SE Marabá 500 kV.

TABELA 1 - Equipamentos Elétricos da SE Marabá 500 kV

Equipamento	Qtde.
Disjuntores	22
Chaves Seccionadoras	53
Chaves de Aterramento	17
Compensador Série	04
Reatores e Auto-Transformadores	30
Divisores Capacitivos de Potencial	11
Transformadores de Corrente	25
Pára-Raios	18
Linhas de Transmissão	08
Barramentos	02
Total	190

4.1 Avaliação do Índice de Robustez da SE

Para a execução dos estudos de casos, foi utilizado o software ANSE Visual 1.0, desenvolvido pelo Cepel. Nele foi inserida a maioria dos componentes existentes na SE Marabá e suas respectivas conexões. O algoritmo implementado é baseado na teoria dos cortes mínimos, onde são analisadas todas as entradas e saídas e os possíveis caminhos existentes entre os extremos. Estabelecidos os caminhos, o sistema é capaz de definir quais conjuntos de contingências levam à ausência de fornecimento de energia, modificando dessa forma os índices de confiabilidade. Para tanto, foram utilizados taxas de falha e tempos de intervenção típicos de cada equipamento, valores encontrados na literatura.

Os gráficos a seguir ilustram a variação do Índice de Robustez (IR) para os diversos cenários analisados.

- Caso 1: equipamentos com até 10 anos de tempo de serviço;
- Caso 2: equipamentos em torno de 15 anos de serviço;
- Caso 3: equipamentos em torno de 20 anos de serviço.

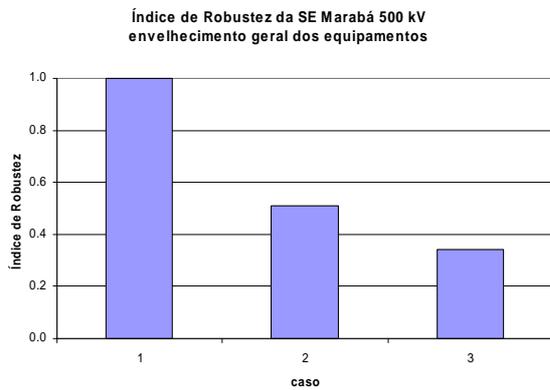


FIGURA 2 - Índice de Robustez (IR) da SE em função do envelhecimento dos diversos equipamentos

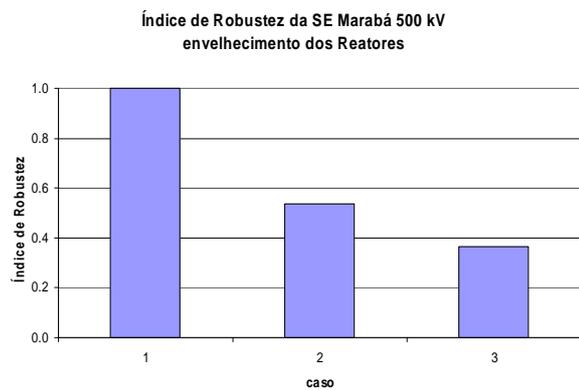


FIGURA 3 - IR da SE em função do envelhecimento dos Reatores

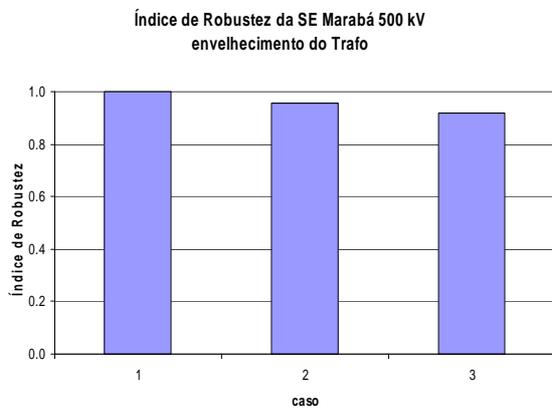


FIGURA 4 - IR da SE em função do envelhecimento dos Transformadores

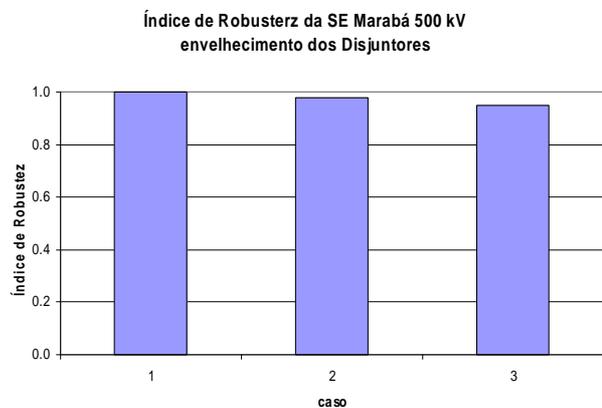


FIGURA 5 - IR da SE em função do envelhecimento dos Disjuntores

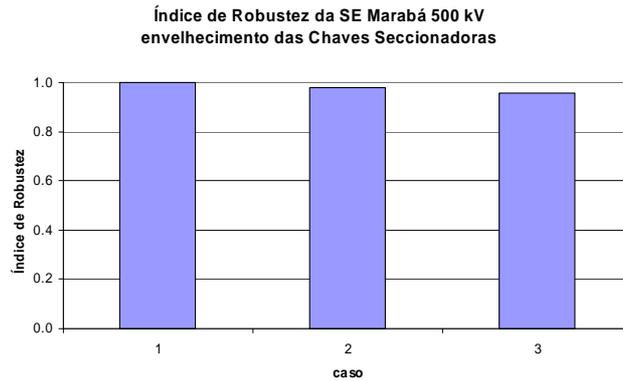


FIGURA 6 - IR da SE em função do envelhecimento das Chaves Seccionadoras

Uma outra prática observada comumente é o incremento da frequência de manutenção. Em um determinado período de vida do equipamento, em geral quando se aproxima o fim de vida útil do mesmo, com o objetivo de compensar seu envelhecimento, aumentamos a frequência de manutenção. Esse procedimento quando aplicado em uma SE pode fragilizar ainda mais a configuração como um todo, tornando-a mais vulnerável à falhas e, por consequência a interrupção no fornecimento de energia.

A pergunta que se estabelece é: Qual o melhor intervalo de tempo para a execução da manutenção? Quando estabelecer o melhor momento para trocar o equipamento? Esse fenômeno é denominado como paradoxo da manutenção, pois ao minimizar a frequência da manutenção os índices de confiabilidade aumentarão, assim como a mesma consequência será observada caso haja um aumento demasiado da frequência da manutenção. Logo, é de se esperar que para cada caso particular haja um ponto ótimo para a realização da manutenção e, o método baseado na distribuição de Weibull, que fornece o risco de falha do equipamento e, por consequência o IR da SE, poderá nos auxiliar na definição deste ponto.

Como demonstração, realizamos na mesma configuração da SE piloto um aumento na frequência de manutenção nos disjuntores e o seu resultado pode ser observado na última linha das tabelas 2 e 3.

4.2 Análise dos resultados

Para uma melhor avaliação do desempenho da subestação, é útil observar quais equipamentos têm individualmente maior contribuição no risco de falha da SE, ou então quais eventos ou combinações de eventos (contingências de primeira e segunda ordens) têm maior impacto no desempenho da SE.

Em decorrência da simetria do arranjo da SE, e por se estar utilizando, nesta etapa do projeto, taxas de falha típicas, por família de equipamentos, os indicadores de falha e indisponibilidade para todas as saídas em LT's 500 kV são idênticos. Por isso, apresenta-se a seguir a análise das piores contingências, referentes à condição do cenário 3 (equipamentos envelhecidos) para a saída da SE 230 kV e uma das saídas em 500 kV.

TABELA 2 - Índices Pertinentes à Saída: LT 500 kV (Imperatriz 1)

Equipamento(s)		Tipo de falha	Taxa de Falha	Tempo de Interrupção (h)
Reator MBRE7-02-		Passiva	9.0E-2	8.1E+0
Chave MBSL7-02		Passiva	1.5E-3	3.6E-2
Disjuntor MBDJ7-02	Disjuntor MBDJ7-03	Passiva + Manutenção	1.1E-3	8.9E-3
Disjuntor MBDJ7-02	Disjuntor MBDJ7-03	Passiva + Manutenção com Frequência Aumentada	1.5E-3	9.5E-3

TABELA 3 - Índices Pertinentes à Saída Setor 230 kV

Equipamento(s)		Tipo de falha	Taxa de Falha	Tempo de Interrupção (h)
Trafo MBAT7-01		Passiva	1.8E-2	1.7E+0
Chave MBST7-01		Passiva	2.0E-3	4.E-2
Disjuntor MBDJ7-09	Disjuntor MBDJ7-08	Passiva + Manutenção	1.3E-3	9.1E-3
Disjuntor MBDJ7-09	Disjuntor MBDJ7-08	Passiva + Manutenção com Frequência Aumentada	1.8E-3	9.8E-3

5.0 - RESULTADOS E CONCLUSÕES

O trabalho realizado teve como principal objetivo desenvolver uma ferramenta computacional capaz de realizar os cálculos de índices de confiabilidade global da subestação a partir da configuração apresentada pelo usuário, bem como as respectivas taxas de falhas. Os resultados alcançados com base nas referências (14) e (15) e casos apresentados por uma concessionária do setor elétrico validam o sistema implementado e o qualifica para execução de casos reais.

O resultado desta análise de confiabilidade pode servir como base tanto para o planejamento de novas subestações como para indicar os equipamentos que apresentam maiores taxas de falha e que devem ser monitorados ou mesmo trocados por novos equipamentos com taxas menores.

A análise do risco de falha da SE Marabá – 500 kV, utilizando taxas de falha típicas, obtidas em Estudo do Cigré [3], indica que os equipamentos com maior peso no desempenho global da SE são os Reatores. O envelhecimento desses equipamentos, simulado pelo incremento da sua taxa de falha, aumenta significativamente o risco de falha da SE. Conseqüentemente a melhoria ou reforço dos reatores resulta num incremento imediato da segurança da SE.

A análise individualizada, para cada saída, revela também quais as combinações de eventos com maior impacto no risco de falha e tempo de indisponibilidade dessa saída, facilitando a montagem de um plano de reforços para a SE. A análise apresentada foi confirmada pelo histórico operacional da SE que apresentou falhas justamente para as contingências mencionadas (reatores e disjuntores).

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) DOMINGUES, L. A., *et al.* "Avaliação de Confiabilidade de Subestações", *4º Simpósio Internacional de Confiabilidade*, Salvador, BA, 2006.
- (2) AMORIM, H. P., DOMINGUES, L. A., LISBOA, E. F. Avaliação da Confiabilidade de Subestações, Relatório Técnico DPP/TEQ – 1588.
- (3) An Internal Survey on Failures in Large Power Transformers in Service, *Electra* nº 88, maio, 1983.
- (4) BILLINTON, R., BHAVARAJU, M. P., "Transmission Planning Using A Reliability Criterion - Part II - Transmission Planning", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 90, 1971, pp. 70-78;
- (5) AIEE Committee Report, "Application of Probability Methods to Generating Capacity Problems", *AIEE Transactions*, Vol. 80, pt. III, 1961, pp. 1165-1177.
- (6) ENDRENYI, J., "Three-State Models in Power System Reliability Evaluations", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-90, pp. 1909-1916, July/August, 1971.
- (7) ENDRENYI, J., MAENHAUT, P. C., PAYNE, L. E., "Reliability Evaluation of Transmission Systems With Switching After Faults - Approximations and a Computer Program", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-92, pp. 1863-1875, November/December, 1973.
- (8) GROVER, W. S., BILLINTON, R., "A computerized Approach to Substation and Switching Station Reliability Evaluation", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Sep-Oct. 74, pp. 1488-1497.
- (9) GUERTIN, M.B., LAMARRE, Y., "Reliability Analysis of Substations with Automatic Modeling of Switching Operations", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-94, nº 05, pp. 1599-1607, September/October, 1975.
- (10) ALLAN, R. N., BILLINTON, R., OLIVEIRA, M. F., "An Efficient Algorithm for Deducing the Minimal Cuts and Reliability Indices of a General Network Configuration", *IEEE Transactions on Reliability*, Vol. R-25, nº 4, pp. 226-233, October 1976.
- (11) ALLAN, R. N., BILLINTON, R., OLIVEIRA, M. F., "Reliability Evaluation of Electrical Systems with Switching Actions", *Proceedings IEE*, Vol. 123, nº 41, pp. 325-330, April, 1976.
- (12) BILLINTON, R., VOHRA, P. K., KUMAR, S., "Effect of Station Originated Outages in Composite System Adequacy Evaluation of the IEEE Reliability Test System", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, nº10, October, 1985.
- (13) Power System Reliability Analysis Application Guide, CIGRÉ, 38.03, Paris, 1987.
- (14) BILLINTON, R., VOHRA, P. K., "Station-Initiated Outages in Composite-System Adequacy Evaluation", *IEE Proceedings*, Vol. 134, nº 01, pp. 10-16, January, 1987.
- (15) Comissão Mista GCOI / ONS / ELETROBRÁS / CEPEL para Avaliação do Sistema Interligado S/SE/CO, Relatório Técnico 2 - Proposições para Redução do Nível de Risco das Subestações Críticas do Sistema Interligado, Rio de Janeiro, 1999.
- (16) Comissão Mista GCOI / ONS / ELETROBRÁS / CEPEL para Avaliação do Sistema Interligado S/SE/CO, Relatório Técnico 5 - Análise de Interações entre Sistemas Especiais de Proteção Perante Contingências Múltiplas no Sistema Interligado Brasileiro (S/SE/CO), Rio de Janeiro, 2000.
- (17) BILLINTON, R., ALLAN, R.N., *Reliability Evaluation of Engineering Systems*, Plenum Press, New York, 1984.
- (18) CAMARGO, C. B., *Confiabilidade Aplicada a Sistemas Potência Elétrica*, LTC / Eletrobrás / Feesc, Santa Catarina, 1981.