XVI SNPTEE
Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica

GAT-026

21 a 26 de Outubro de 2001
Campinas - São Paulo - Brasil

GRUPO IV
GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA – GAT

MODELAGEM E AVALIAÇÃO DOS EFEITOS DE FALHAS ORIGINADAS EM SUBESTAÇÕES SOBRE OS NÍVEIS DE RISCO DO SISTEMA ELÉTRICO

Davi Sixel Arentz*
UFF / CEPEL

Marcus Th. Schilling
UFF

Milton B. Do Coutto Fº
UFF

Julio C. S. Souza
UFF

RESUMO

Este artigo apresenta uma nova metodologia para avaliação de confiabilidade de subestações de sistemas de potência. A proposta está baseada na determinação de quais elementos conectados ao nó representativo da subestação na modelagem tradicional, tornam-se indisponíveis quando da ocorrência de falhas nos elementos da subestação. Para ilustrar os conceitos apresentados, dois exemplos são abordados. O primeiro baseia-se num dos barramentos de um sistema-teste para confiabilidade (RTS-79) e o segundo fundamenta-se numa subestação real do sistema elétrico brasileiro (Bauru 440 kV).

PALAVRAS-CHAVE: *confiabilidade, subestações, métodos probabilísticos, risco.*

1.0 - INTRODUÇÃO

Um dos principais problemas na área da análise de confiabilidade composta é a dimensão do espaço de estados: se todos os estados representativos de um sistema de potência fossem analisados, a avaliação completa da confiabilidade composta envolveria esforços computacionais proibitivos. Em vista disso, nos algoritmos e técnicas disponíveis para a execução de tais estudos, várias simplificações são inseridas, de modo a reduzir as exigências que seriam, de outra forma, demandadas. Naturalmente, tais simplificações exigem um profundo conhecimento do comportamento dos sistemas e devem ser cuidadosamente administradas, de maneira que se evitem suposições incorretas que possam levar a resultados não realistas da avaliação da confiabilidade do sistema.
Uma das simplificações comumente adotadas é a representação de subestações por nós do sistema elétrico, sem que suas topologias internas sejam consideradas. Como conseqüência, falhas originadas em subestações – podendo causar um significativo impacto no sistema elétrico – são negligenciadas.
Este procedimento de modelagem pode ser ilustrado utilizando-se a Figura 1. Esta figura mostra o diagrama unifilar de uma pequena subestação com arranjo em anel – incluindo disjuntores (D), chaves seccionadoras (S) e barramentos (B) – à qual estão conectados três geradores (G), uma linha de transmissão (L) e uma carga (C). A metodologia simplificada de representação desta subestação para uma análise de confiabilidade pode ser vista na Figura 2, isto é, um simples nó ao qual os geradores e linhas estão conectados.

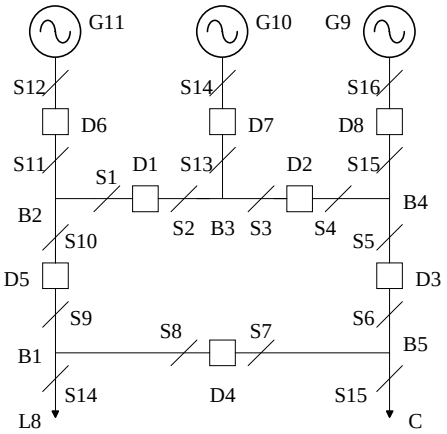

Figura 1 – Subestação com Arranjo em Anel Simples

Em geral, quando os efeitos de falhas originadas em subestações são considerados, isto é feito alterando-se as taxas de falha e reparo dos geradores e/ou linhas de transmissão afetados pela falha de componentes da subestação. Esta abordagem pode ser correta para falhas envolvendo somente um gerador ou linha, requerendo uma boa compreensão dos modos de falha do sistema. Por outro lado, para estados com mais do que um componente do sistema falhado, essa abordagem assume uma independência das falhas individuais de cada componente, o quê,

(*) CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA
Av. Um s/nº – Cidade Universitária – Ilha do Fundão – Rio de Janeiro/RJ
Caixa Postal 68007 – CEP 21944-970

freqüentemente, não é realístico.

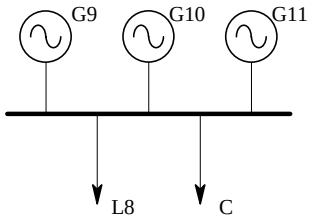

Figura 2 – Representação Simplificada de Subestação

Pode-se observar o quão inadequada é esta abordagem por um simples exemplo obtido a partir da subestação da Figura 1. Suponha-se que um defeito ativo ocorra no disjuntor D5. Tal defeito faria o sistema de proteção atuar, culminando na abertura dos disjuntores D1, D4 e D6 e na conseqüente desconexão da linha L8 e do gerador G11. A probabilidade desta contingência não seria então o produto das probabilidades de falha de L8 e G11, mas sim a probabilidade de um defeito ativo em D5.

Embora a simplificação de se representar subestações por nós robustos tenha sido amplamente utilizada no passado, trabalhos recentes [1-3,5] mostram a importância de falhas originadas em subestações e demonstram a necessidade de modelar e avaliar tais eventos em estudos de confiabilidade composta.

O estudo do impacto de falhas originadas em subestações no âmbito da confiabilidade teve seu início ao final da década de 60. Uma das principais linhas de abordagem do assunto está baseada na teoria dos *cortes mínimos*[1][1-3]. Um dos entraves desta abordagem reside no fato dela exigir o conhecimento *a priori* dos pontos de entrada e saída das subestações, ou seja, é uma técnica aplicável particularmente a subestações terminais, sejam elas geradoras ou consumidoras.

O que se pretende com este trabalho é apresentar uma metodologia que permita a avaliação do efeito de falhas em componentes de subestações sobre o sistema elétrico como um todo. Essa metodologia está baseada na determinação de quais elementos conectados ao nó representativo da subestação na modelagem tradicional, tornar-se-ão indisponíveis quando da ocorrência de uma falha na subestação.

Assim, a metodologia aqui descrita pode ser dividida em 2 etapas:

- *modelagem dos principais elementos de uma subestação sob a forma de espaço de estados simplificado;*
- *determinação de um modelo eqüivalente para a subestação, baseado em análises de contingências internas às mesmas.*

2.0 - MODELAGEM DE ELEMENTOS

Uma subestação, por menor que seja, possui uma quantidade enorme de elementos, tanto do ponto de vista da variedade quanto do numérico. São elementos associados a manobras, transformação, geração, filtragem, proteção e compensação de reativos, além de terminais de circuitos para outras subestações.

A variedade e quantidade de elementos modeláveis é tão vasta que torna impraticável a modelagem de todos. Assim sendo, baseados em sua importância, os elementos selecionados para serem modelados foram *disjuntores, chaves seccionadoras*, *barramentos* e *terminais*[2] (conexões para circuitos, transformadores, elementos *shunts* e cargas).

Em relação ao nível de detalhamento a ser adotado, foram levados em conta três fatores:

- representatividade do modelo;
- esforço computacional para análises;
- facilidade em obtenção de dados estocásticos.

Claramente, o primeiro fator é conflitante com os demais, na medida em que uma representação mais detalhada do elemento acarreta numa necessidade maior de processamento computacional, além de requerer maior volume de dados, de modo que se buscou um equilíbrio entre os fatores.

A seguir são apresentados os modelos desenvolvidos para os elementos citados. Tais modelos foram baseados em Dortolina, Porta & Nadira [2], ainda que algumas alterações tenham sido perpetradas, de maneira a melhor adaptá-los às necessidades aqui vigentes. A Figura 3 mostra o espaço de estados do modelo adotado para barramentos e terminais. De acordo com esse modelo, se o componente encontra-se disponível, diz-se que está no estado normal (N). Uma transição entre esse estado e o estado Defeito/Reparo (D/R) pode acontecer em função de uma falha ativa, isto é, um defeito que leva à operação de disjuntores e chaves seccionadoras, isolando o componente do sistema e, em geral, também retirando de serviço outros componentes, ainda que estejam em seu estado normal. Adicionalmente, o componente pode ser retirado de serviço para a execução de manutenção preventiva (M).

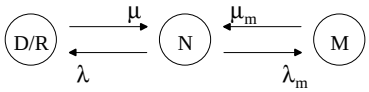

Figura 3 – Modelo Estocástico para Barramentos e Terminais

Cumpre esclarecer que, embora Defeito, Reparo e Manutenção sejam estágios distintos de um componente, os dois primeiros foram agrupados devido ao fato de causarem o mesmo impacto sobre o sistema elétrico. Optou-se por representar a Manutenção num estado à parte uma vez que essa condição é passível

[1] Um **corte mínimo** é definido como o conjunto de um ou mais componentes do sistema que, se falhados, provocam a falha do sistema e, quando qualquer um dos componentes do conjunto é reparado, o sistema volta a operar com sucesso.

[2] A categoria "terminais" foi instituída para representar elementos semelhantes, de modo a poderem compartilhar da mesma estrutura de modelos estocásticos, diferindo apenas no teor quantitativo do mesmo (taxas de transição entre os estados). Em suma, o termo *terminal* aqui refere-se a um conjunto de equipamentos não modelados especificamente tais como pára-raios, bobinas de bloqueio, transformadores elevadores ou abaixadores, buchas, equipamentos de medição e/ou controle, etc.

de controle acentuado por parte dos operadores do sistema.

O modelo adotado para chaves seccionadoras e disjuntores (Figura 4) é obtido a partir do modelo para barramentos, fazendo-se algumas alterações e acréscimos.

Primeiramente, o estado Defeito/Reparo *deve ser desmembrado em dois, uma vez que, em algumas situações o número de elementos tornados indisponíveis devido à contingência é muito maior no estado Defeito (D) do que no estado Reparo (R)*. Assim, o estado Defeito caracteriza-se como a situação logo após a eliminação de uma falha ativa, quando grande número de elementos sãos tiveram de ser retirados de serviço para eliminar o defeito. Em contrapartida, o estado Reparo caracteriza a situação após a restauração do sistema, quando apenas o elemento que sofreu o defeito e alguns outros elementos em sua vizinhança elétrica estão fora de serviço. Observa-se que o estado Reparo também pode ser alcançado devido a um defeito passivo no componente. Além dessas alterações, adicionou-se um estado para representar a possibilidade do elemento encontrar-se emperrado (E). Nas Figuras 3 e 4, a seguinte notação foi adotada:

λ_e = taxa de falha para emperramento
λ_m = taxa de manutenção
λ_p = taxa de falha para defeitos passivos
λ = taxa de falha para defeitos ativos
μ_e = taxa de reparo de emperramento
μ_m = taxa de término de manutenção
μ_r = taxa de chaveamento de defeito para reparo
μ = taxa de reparo do componente

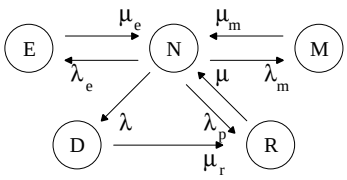

Figura 4 – Modelo Estocástico para Chaves Seccionadoras e Disjuntores

3.0 - MODELO EQÜIVALENTE DE SUBESTAÇÕES

Para a determinação de um modelo estocástico eqüivalente de uma subestação, foi desenvolvido um protótipo computacional (FORTRAN), baseado na análise de contingências internas à subestação e no acúmulo de resultados semelhantes. O fluxograma deste protótipo pode ser visto na Figura 5.

O programa foi desenvolvido com base numa série de suposições, sendo que as principais estão apresentadas a seguir.

- Todos os elementos de subestações são capazes de portar qualquer corrente de carga, de modo que limites térmicos e de corrente não são considerados;
- Exceto no caso de elementos emperrados, a proteção primária sempre será capaz de isolar uma falha em qualquer componente;
- Efeitos climáticos ou sazonais não são considerados suficientemente críticos para serem modelados;
- Elementos dinâmicos podem operar normalmente tanto em estado aberto como fechado;
- Não há qualquer modo de detectar que um elemento se encontre emperrado, exceto quando as condições do sistema requeiram que ele opere;
- Elementos que operem normalmente abertos somente são passíveis de sofrerem defeitos ativos ou passivos quando estiverem operando fechados.

A primeira etapa do programa consiste na leitura de dados, isto é, elementos da subestação, tipos e estado operativo (aberto/fechado), modelos estocásticos associados aos mesmos e conexões entre eles.

Em seguida, são processadas contingências nos elementos da subestação, buscando-se avaliar quais terminais da mesma tornam-se isolados. São avaliadas contingências de até segunda ordem, uma vez que contingências de ordem superior apresentam probabilidades de ocorrência extremamente baixas e exigiriam um excessivo esforço computacional.

Assim, a análise de contingências é efetuada para todos os estados de todos os elementos, fazendo-se algumas restrições:

- Uma contingência simples ou o primeiro evento de uma contingência dupla não pode ser um emperramento, uma vez que essa é uma contingência passiva e só será detectada quando for necessário manobrar o equipamento ou quando o mesmo sofrer uma manutenção preventiva;
- A segunda contingência não pode ser uma manutenção, uma vez que não é admissível que uma atividade que pode ser desempenhada em outro momento venha por deteriorar ainda mais a condição deficitária na qual a subestação já se encontra após a primeira contingência (essa condição pressupõe que o sistema é *coerente*, sob o ponto de vista de confiabilidade).

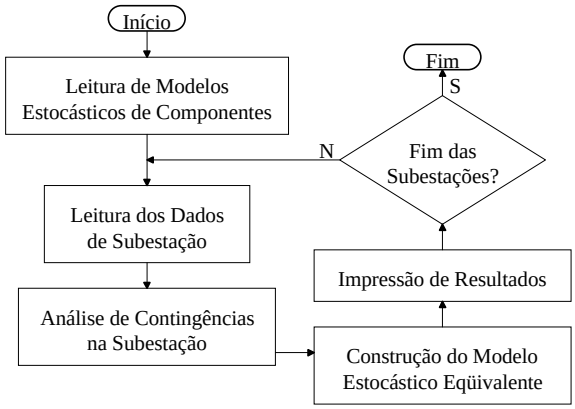

Figura 5 - Fluxograma do Protótipo Computacional

A determinação da disponibilidade ou não de um elemento é feita atribuindo-se um estado inicial a cada um deles (disponível se opera normalmente fechado ou se o elemento for um barramento ou terminal; indisponível se opera normalmente aberto). A cada contingência é efetuada uma verificação se o estado desses elementos deverá ser atualizado, ou seja, se

elementos ora disponíveis tornaram-se indisponíveis a fim de isolar a falha e se elementos indisponíveis deveriam ter-se tornados disponíveis a fim de recuperar algum terminal que porventura tenha se tornado isolado.

A determinação de quais terminais ficaram ou não isolados baseia-se numa busca através das conexões elétricas da subestação, isto é, para cada terminal busca-se a existência de pelo menos um "caminho elétrico" para alcançar os demais terminais. Aqueles que não podem ser alcançados são considerados como isolados e, conseqüentemente, fora de serviço. A idéia básica de como desenvolver um algoritmo para a busca desses caminhos elétricos originou-se de uma publicação relativa a métodos computacionais aplicados a circuitos eletrônicos, na qual discute-se um algoritmo computacional para buscas direcionais em grafos. A partir daí, adaptou-se aquela metodologia às necessidades da busca de caminhos em subestações [5]. Para cada contingência analisada é armazenado seu resultado – isto é, a informação de quais terminais da subestação foram afetados pela contingência – e é acumulada a probabilidade de ocorrência desse evento, de modo que ao final da análise de contingências seja possível construir o modelo estocástico eqüivalente da subestação.

Este modelo que se pretende construir é um espaço de estados no qual cada estado representa uma situação onde um ou mais terminais estão isolados devido a falhas internas na subestação. Assim sendo, é necessário determinar a probabilidade de todos os estados do modelo *e as taxas de transição entre eles*.

As probabilidades dos estados já foram obtidas durante a análise de contingências, quando do acúmulo das probabilidades de casos com efeitos idênticos sobre terminais. As taxas de transição também podem ser facilmente obtidas durante a análise de contingências, observando-se quais equipamentos estão falhados e quais os modelos estocásticos associados a eles.

É importante destacar que a construção do modelo eqüivalente necessitaria da análise de *todas* as contingências possíveis na subestação, o que, conforme já discutido, não é factível do ponto de vista prático. A solução encontrada para contornar essa questão é agrupar os estados não analisados – contingências de terceira ordem ou superiores – num estado extra, não representando nem falha nem sucesso de qualquer terminal. A técnica empregada para agrupar estados foi obtida de Fontoura [4] e consiste, basicamente, em se obter uma probabilidade para este estado agregado e taxas de transição entre o mesmo e demais estados do modelo. A obtenção da probabilidade do estado agregado é trivial: corresponde ao complemento da probabilidade do caso-base somado às probabilidades de todas as contingências avaliadas.

Demonstra-se [4] que as taxas de transição entre o estado agregado e os demais são dependentes apenas de dois fatores:

- das probabilidades dos estados pertencentes ao conjunto dos estados que serão agregados e que tenham alguma ligação direta com os estados não-agregados;
- das taxas de transição entre os estados que serão e que não serão agregados, isto é, só são relevantes as transições que cruzam a fronteira entre o conjunto de estados que não serão agregados e o conjunto de estados que serão agregados.

Para ilustrar melhor o conceito, considere-se a Figura 6, representando um hipotético diagrama de transição completo. De acordo com o exposto e supondo que os estados 5, 6 e 7 devam ser agregados num único, somente precisam ser calculadas a probabilidade do estado agregado **A** e o valor das taxas de transição destacadas em linha pontilhada. Para isso, somente precisam ser consideradas:

- as probabilidades dos estados 5 e 7;
- as taxas de transição entre os pares de estados 2-5, 3-5, 3-7 e 4-7 (destacadas em negrito).

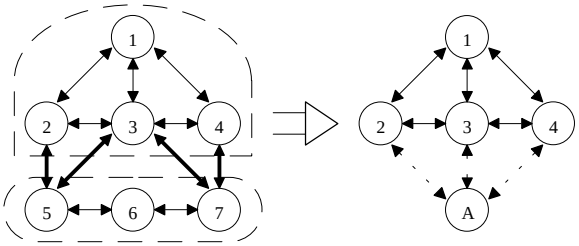

Figura 6 – Agregação de Estados

Cumpre observar que essas conclusões são de crucial importância pois, na prática, o fato de se necessitar de taxas entre estados que não serão agregados e estados candidatos à agregação, eqüivale a dizer que as taxas de transição relevantes são aquelas entre contingências de segunda e terceira ordem. Tais taxas podem ser facilmente obtidas a partir dos modelos estocásticos dos componentes e de cada estado de contingência de segunda ordem, observando-se para quais estados de terceira ordem haveria transição. Nesta fase também pode-se obter as probabilidades das contingências de terceira ordem. Convém destacar que, embora a princípio possa parecer que se está avaliando contingências de terceira ordem, isto não é verdade, uma vez que seus efeitos sobre a subestação não estão sendo considerados.

4.0 - APLICAÇÕES

4.1 Exemplo A

Para ilustrar o que foi apresentado na seção anterior, considera-se a subestação mostrada na Figura 7. Essa subestação corresponde ao barramento 3 do sistema-teste para confiabilidade RTS-79 [5].

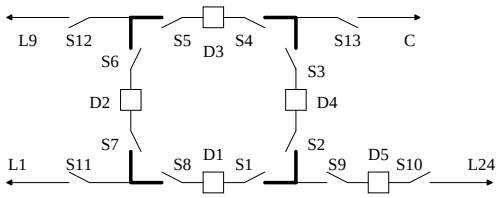

Figura 7 – Barramento 3 do Sistema-Teste RTS-79

Os modelos estocásticos para os equipamentos foram construídos com os dados dispostos na Tabela 1, destacando-se que os mesmos são dados típicos, extraídos da literatura técnica. As taxas de falha $\boldsymbol{\lambda}$ estão apresentadas em ocorrências/ano e os tempos médios de residência ***r***, em horas.

Tabela 1 - Dados Estocásticos

	λ	r	λ_m	r_m	r_r	λ_e	r_e	λ_p
Barramentos	0.01	24	0.34	8	–	–	–	–
Chaves Seccionadoras	0.002	12	0.3	5	1	0.005	1	–
Disjuntores	0.015	8	0.3	24	1	0.5	1	0.03
Terminais	0.1	8	0.5	8	–	–	–	–

A Tabela 2 mostra a probabilidade e o número total de casos processados que levam a uma mesma conseqüência para o sistema elétrico, conforme obtido por intermédio do programa desenvolvido. A Figura 8 mostra o espaço de estados do modelo eqüivalente para a subestação. A numeração dos estados nessa Figura está disposta de acordo com a numeração da Tabela 2, sendo que o estado representado pela letra **A** corresponde ao estado agregado. O valor das taxas de transição não foi exibido, evitando que a figura fique por demais congestionada.

Tabela 2 - Desempenho Nodal da Barra 3 do RTS-79

Estado	Terminais Isolados	Casos	Probabilidade
1	nenhum	136	0.9930
2	L1	270	$1.395 \cdot 10^{-3}$
3	L9	270	$1.395 \cdot 10^{-3}$
4	L24	488	$2.505 \cdot 10^{-3}$
5	C	270	$1.395 \cdot 10^{-3}$
6	L1+L9	288	$2.335 \cdot 10^{-6}$
7	L1+L24	398	$2.659 \cdot 10^{-6}$
8	L9+L24	136	$6.122 \cdot 10^{-7}$
9	L1+C	54	$2.938 \cdot 10^{-7}$
10	L9+C	288	$2.335 \cdot 10^{-6}$
11	L24+C	398	$2.659 \cdot 10^{-6}$
12	L1+L9+L24+C	530	$1.574 \cdot 10^{-7}$
A	–	–	$3.311 \cdot 10^{-4}$

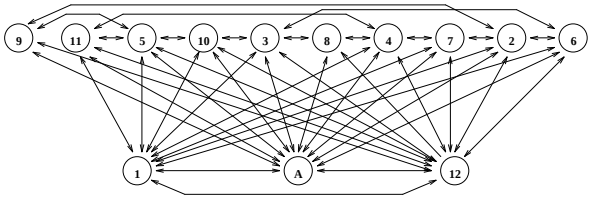

Figura 8 – Modelo Eqüivalente para o Barramento 3 do Sistema-Teste RTS-79

Cumpre aqui destacar o ganho que se obtém por representar a subestação por um modelo eqüivalente. Neste pequeno exemplo, a subestação enfocada possui 18 elementos dinâmicos (chaves e disjuntores) e 8 elementos estáticos (barramentos e terminais). Sendo os elementos dinâmicos modelados a 5 estados e os estáticos a 3 estados, o espaço de estados representativo da mesma possui exatos 967.458.816 estados ($18^5 \cdot 8^3$), enquanto que o modelo eqüivalente, como visto, apresenta 13 estados.

4.2 Exemplo B

Para dar um cunho mais realista ao exposto (ainda que se tenha utilizado os dados típicos da Tabela 1), inclui-se aqui um exemplo baseado numa subestação real do sistema elétrico brasileiro: o barramento de 440 kV da subestação de Bauru. A Figura 9 exibe os arranjos original (a) e atual (b) deste barramento. O termo *original* aqui empregado está associado à configuração do referido barramento por ocasião da perturbação sistêmica de 11 de março de 1999.

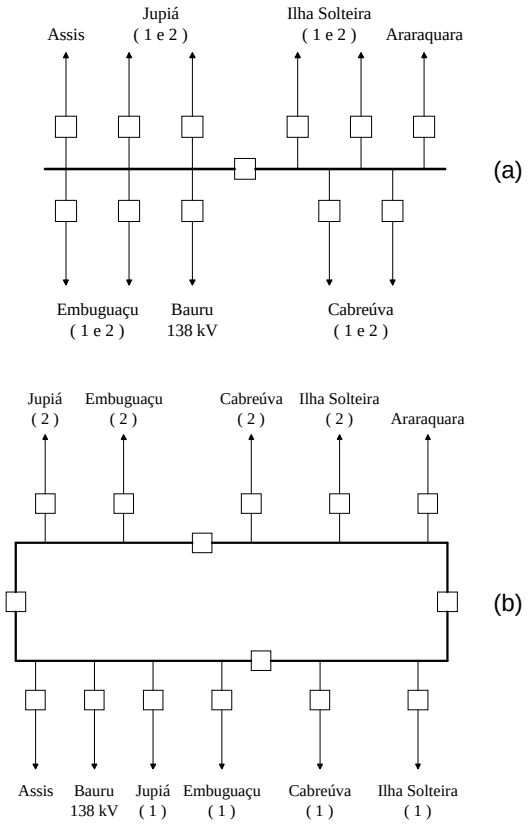

Figura 9 – Arranjos Original e Atual de Bauru 440 kV

Utilizando-se o programa computacional desenvolvido, chega-se a modelos estocásticos eqüivalentes para os arranjos original e atual de 82 e 136 estados, respectivamente. *Convém destacar que o arranjo atual, mais robusto que o original, admite maior número de estados em seu modelo eqüivalente devido ao fato do arranjo em anel conter maior número de componentes sujeitos a falhas, porém permitir maior flexibilidade na combinação de terminais*. Uma vez dispondo-se do modelo eqüivalente para uma subestação, torna-se simples combinar os estados e obter os parâmetros de probabilidade, freqüência e duração para cada um dos terminais da subestação. A Tabela 3 apresenta tais parâmetros, comparando os resultados obtidos para ambos os arranjos. Em termos de unidades, as probabilidades (***Prob***) estão em percentagem, as

freqüências (***Freq***) em número de ocorrências anuais e o tempo médio de isolamento de terminais (***Dur***) em horas.

Tabela 3 –Probabilidade, Freqüência e Duração para os Terminais da SE Bauru 440 kV

Terminal Isolado da Subestação	Arranjo Original			Arranjo Atual		
	Prob	Freq	Dur	Prob	Freq	Dur
Nenhum	72.5	0.09	70567	71.6	0.51	12298
Assis	3.43	2.63	114	3.27	1.44	199
Jupiá (1)	3.43	2.63	114	3.27	1.44	199
Jupiá (2)	3.43	2.63	114	3.09	0.35	773
Cabreúva (1)	3.34	1.68	174	3.09	0.35	773
Cabreúva (2)	3.34	1.68	174	3.18	0.78	357
Embuguaçu (1)	3.43	2.63	114	3.27	1.44	199
Embuguaçu (2)	3.43	2.63	114	3.09	0.35	773
Araraquara	3.34	1.68	174	3.18	0.78	357
Bauru 138 kV	3.43	2.63	114	3.27	1.44	199
Ilha Solteira (1)	3.34	1.68	174	3.09	0.35	773
Ilha Solteira (2)	3.34	1.68	174	3.18	0.78	357

Como era de se esperar, sob o ponto de vista dos terminais da subestação, o arranjo atual (em anel) é mais robusto que o arranjo original (barramento seccionado). Todavia, observando-se a primeira linha de dados da Tabela 3, pode-se a princípio pensar que tal não é o caso, pois a probabilidade de não se ter terminais isolados é maior para o arranjo original. Esse resultado pode ser explicado pelo fato do *arranjo original ter menos elementos*, o que faz com que a probabilidade de ocorrência do caso-base aumente. Observa-se também que os valores de freqüência e duração do arranjo atual para o estado com nenhum terminal isolado (vide primeira linha da tabela), indicam a ocorrência dessa situação uma vez a cada (0,716 x 8760) = 6272 horas, em média, em base anual. No arranjo original essa situação só ocorre uma vez a cada (0,725 x 8760) = 6351 horas, ou seja, o arranjo original é menos confiável. As demais linhas da tabela refletem, para probabilidade e freqüência, um comportamento esperado, isto é, ambos diminuem para o arranjo atual. Por outro lado, o tempo médio de isolamento de terminal aumenta para esse arranjo. Essa aparente discrepância pode ser explicada considerando-se que o tempo médio é calculado como o quociente entre a probabilidade e a freqüência e observando-se que esses parâmetros variam a taxas diferentes entre si.

5.0 - CONCLUSÕES

Este artigo apresentou uma nova metodologia pela qual pode-se analisar os efeitos de falhas em componentes de subestações sobre os terminais da mesma. Essa metodologia baseia-se na determinação de quais elementos da subestação tornam-se indisponíveis devidos a uma falha e na conseqüência dessa indisponibilidade sobre os terminais da subestação. Aliado à metodologia proposta, foram também apresentadas as etapas básicas de um algoritmo computacional, capacitando a aplicação prática da técnica descrita. A aplicação da metodologia fornece meios de compreender os modos de falha de cada subestação analisada, permitindo a obtenção de importantes subsídios, quais sejam: ***(i)*** *a avaliação do melhor arranjo para novas subestações do ponto de vista da confiabilidade, em face de recursos disponíveis*; ***(ii)*** *avaliações no sentido de melhorar a confiabilidade de subestações já existentes, mediante análises de sensibilidade sobre os parâmetros dos equipamentos lá existentes.*

AGRADECIMENTOS: Registra-se o apoio do ***CNPq e do*** projeto ***0626/96-SAGE, FINEP/RECOPE.***

6.0 - REFERÊNCIAS

(1) MENDES, D. P., *Modelagem e Avaliação dos Efeitos das Falhas Originadas em Subestações na Análise de Confiabilidade de Sistemas de Subtransmissão*, Dissertação de M. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 1992.

(2) DORTOLINA, C. A. L., PORTA, J. J., NADIRA, R., *An Approach for Explicitly Modeling the Protective Relaying System in Substation Reliability Evaluation Studies*, IEEE/PES Summer Meeting, 1991.

(3) MENDES, D. P., MELO, A. C. G., PEREIRA, J. L. R., *Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Subtransmissão Considerando o Impacto de Falhas Originadas em Subestações*, XII SNPTEE, 1993.

(4) FONTOURA, R. N., *Equivalentes Probabilísticos em Sistemas de Potência*, Tese D. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 1994.

(5) ARENTZ, D. S., *Confiabilidade Nodal de Sistemas de Potência*, Dissertação de M. Sc., IC/UFF, Niterói, (em elaboração, com previsão de término em 2001).

PERFIL DOS AUTORES

ENG. DAVI SIXEL ARENTZ formou-se pela UFF (1997) e está prestes a completar os requisitos para a obtenção do M.Sc. (2001), pelo IC/UFF. Atualmente é Pesquisador do CEPEL, desenvolvendo o programa computacional ***NH2*** para análise de confiabilidade composta de sistemas de potência *(sixel@cepel.br)*.

PROF. MARCUS THEODOR SCHILLING formou-se pela PUC/RJ em 1974, em Engenharia Elétrica, M.Sc. e D.Sc. (1979, 1985) pela COPPE/UFRJ. Trabalhou em Furnas, Eletrobrás, Universität Dortmund (Alemanha), Ontario Hydro (Canadá), PUC/RJ e CEPEL. Atualmente é Professor Titular da UFF e Consultor do ONS *(schilling@ic.uff.br)*.

PROF. MILTON BROWN DO COUTTO FILHO formou-se pela PUC/RJ em 1975, em Engenharia Elétrica, M.Sc. e D.Sc. (1978, 1983) pela COPPE/UFRJ. Foi Professor da PUC/RJ e atualmente é Professor Titular da UFF e Vice-Diretor do IC/UFF *(mbrown@ic.uff.br)*.

PROF. JULIO CESAR STACCHINI DE SOUZA formou-se pela UFF em 1987, em Engenharia Elétrica, M.Sc. e D.Sc. (1991, 1996) pela PUC/RJ. Atualmente é Professor Adjunto da UFF *(julio@ic.uff.br)*.