



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

Versão 1.0  
GPL.YY  
22 a 25 Novembro de 2009  
Recife - PE

**GRUPO - VII**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

**ÍNDICES E CRITÉRIOS DE REFERÊNCIA PARA ANÁLISES DE CONFIABILIDADE**

**F. Câmara Neto \***  
Furnas / UNIFEI

**M. Th. Schilling**  
UFF

**A. M. Leite da Silva**  
UNIFEI

**RESUMO**

Este artigo fornece subsídios para a superação da dificuldade de interpretação conceitual dos índices de confiabilidade oriundos da análise probabilística típica de adequação de sistemas de potência. Inicialmente, lista-se um conjunto de fatores que contribuem para a geração de significativas amplitudes estatísticas de valores numéricos. A seguir, um paradigma referencial é obtido para o *sistema-teste brasileiro de 107 barras*, conforme a metodologia usada em diversas empresas no Brasil. Tomando-se como referência o padrão obtido, uma série de experimentos é realizada, obtendo-se a faixa de variação do índice de *severidade* e um conjunto de outros índices tradicionais na análise de confiabilidade.

**PALAVRAS-CHAVE:** *Confiabilidade, Risco, Índice, Adequação, Critério.*

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A recente reestruturação do setor elétrico, que visou impulsionar a concorrência entre os agentes, tornou-se possível com a criação de um mercado livre para negociação do preço de compra e venda da energia elétrica. Esta nova modalidade tem por meta assegurar o fornecimento de energia elétrica à sociedade com qualidade no atendimento e ao menor custo. Seguindo a diretiva do novo modelo, os órgãos responsáveis pelo planejamento e operação do *sistema elétrico brasileiro – SEB*, devem se preocupar em atender a crescente demanda de energia, buscando sempre as alternativas menos onerosas, sem olvidar a segurança. Para isto, faz-se necessária a definição de balizadores capazes de estabelecer um desempenho elétrico aceitável. Até os dias atuais, o setor elétrico brasileiro vinha utilizando o critério determinístico “n-1” como referência [1]. Este critério impõe que o sistema deve manter o pleno atendimento à carga, dentro de limites de carregamento e tensão adequados, quando da eventual perda de algum elemento. No entanto, o SEB não atende, *stricto sensu*, o critério determinístico e sabe-se que, para isso, vultosos investimentos seriam necessários. Para ilustrar essa situação observa-se que o grau de aderência ao critério “n-1”, tipicamente verificado, situa-se em torno de 90%, ou seja, 10% das contingências simples na rede básica poderiam ocasionar violações. A análise determinística convencional supõe que aos geradores, linhas de transmissão e transformadores estejam associadas probabilidades unitárias ou nulas, representativas de situações de falhas ou operação normal. Esta consideração permite discriminar um estado de falha com conseqüências desastrosas para o sistema, mas que, no entanto, poderá ter uma baixíssima probabilidade de ocorrência, resultando num patamar de risco aceitável. Por outro lado, para o caso de falhas bem menos severas, mas com altíssimas probabilidades de ocorrência, o nível de risco obtido poderá ser inaceitável para os consumidores. Em ambos os casos, a análise convencional determinística ignora o conceito de risco, podendo resultar em soluções desnecessariamente onerosas ou mesmo inseguras.

A busca por um sistema eficiente, seguro e com baixo custo operacional exige um tratamento adequado para tal objetivo: *a análise probabilística de confiabilidade*. Com base no histórico operativo do sistema, é possível prever, estatisticamente, o desempenho futuro da rede. Esta metodologia, que incorpora a aleatoriedade do comportamento dos equipamentos nas análises, permite identificar não só a severidade de um estado e seu impacto no comportamento do sistema, mas também a probabilidade de sua ocorrência. A combinação apropriada

(\*) Furnas, Rua Real Grandeza 219, Bloco B, 6º andar, CEP: 22281-900, Rio de Janeiro, RJ – Brasil.  
Tel: (+55 21) 2528 4438 – Fax: (+55 21) 2528 5576 – Cele: fcâmara@furnas.com.br

de grandezas de interesse e probabilidades gera índices que representam situações de riscos e que são apropriados para a determinação da adequação do sistema [2-7]. Ao contrário dos bem estabelecidos estudos tradicionais de fluxo de potência e estabilidade, a análise probabilística de confiabilidade [8,9] encontra-se em processo de consolidação de critérios de processamento. Essa situação gera uma barreira para a compreensão clara e precisa dos resultados obtidos [10-12]. À dificuldade de interpretação dos índices gerados pela análise probabilística, adiciona-se também a ampla faixa numérica (*amplitude estatística*) a que os mesmos estão submetidos. Visando minorar essa dificuldade, *este artigo investiga os diversos fatores que podem influenciar o resultado numérico dos índices de confiabilidade, em razão das premissas de estudo*. Os resultados obtidos subsidiam o uso eficiente da análise probabilística de confiabilidade nos ambientes de operação e planejamento.

## 2.0 - TIPOLOGIA DE ESTUDOS DE CONFIABILIDADE APLICADOS EM PLANEJAMENTO

Os estudos de confiabilidade abrangem vasto universo de possibilidades, o que sugere a proposição de uma taxonomia visando uma melhor compreensão dos resultados obtidos. As atividades atualmente relacionadas à monitoração da confiabilidade do SEB, sob o ponto de vista preditivo probabilístico, são classificadas em duas categorias, a saber [7]: **(i) estudos regulares**: realizados rotineiramente a cada ano; **(ii) estudos especiais**: realizados sob demanda *ad-hoc*.

Os *estudos regulares* não contemplam a modelagem de incertezas no parque gerador. Compreendem três subtipos: **(a)** O denominado **estudo de referência** do SEB, que concerne a aferição dos níveis de confiabilidade preditiva probabilística sob contingências simples, via enumeração, para o sistema de transmissão, representativo da rede básica (RB) brasileira, incluindo também as linhas em tensões superiores (*e.g.* 765 kV). Nesses estudos, são avaliados apenas os patamares de carga pesada, previstos para um conjunto seqüencial de topologias estabelecidas em ambiente de planejamento, ajustadas para um ponto de operação considerado adequado. O objetivo de tais estudos é a análise da evolução temporal dos riscos estáticos globais da rede; **(b)** Os estudos de **avaliações regionais por tensão** referem-se à aferição, em separado, dos níveis de confiabilidade preditiva probabilística sob contingências simples, via enumeração, para os subsistemas de transmissão das diferentes regiões geográficas, incluindo linhas de transmissão, transformadores de malha e de fronteira desses subsistemas. O objetivo desses estudos é a comparação e identificação de debilidades regionais; **(c)** Os estudos de **avaliações por classe de elementos** são análogos aos de avaliações referenciais do item (a). Entretanto, são realizados três processamentos em separado, via enumeração simples, quais sejam: somente para contingências simples em linhas de transmissão; somente para contingências simples em transformadores de malha; e somente para contingências simples em transformadores de fronteira. O objetivo de tais estudos é a identificação das parcelas de responsabilidades das diferentes classes de elementos no montante de risco estático global.

Entre os *estudos especiais*, os seguintes devem ser destacados: **(d)** Estudos especiais de transmissão com espaço probabilístico idêntico àquele adotado nos estudos regulares (*i.e.* sem incertezas na geração) e com os seguintes condicionantes adicionais: Avaliações idênticas ao item (a), porém enfocando patamares únicos, independentes, de cargas média, leve e mínima (enumeração simples); Avaliação idêntica ao item (a), porém enfocando combinação de patamares de carga, ponderados por suas respectivas probabilidades (enumeração simples); Avaliação idêntica ao item (a), porém abrangendo apenas a parcela de rede básica associada aos estados da federação (enumeração simples); Avaliação idêntica ao item (a), porém para pontos de operação que refletem cenários específicos de intercâmbios entre área elétricas, distintos daqueles tomados como referência (enumeração simples); Avaliação do item (a), porém via simulação Monte Carlo; **(e)** Estudos especiais de transmissão com espaço probabilístico aumentado em relação àquele adotado nos estudos regulares, sem incertezas na geração e com os seguintes condicionantes adicionais: Avaliações semelhantes ao item (a), porém representando incertezas na rede básica e na rede não básica (RñB é parcela da topologia que não é considerada como rede básica). Essas avaliações são realizadas por enumeração simples de todo o espaço de estado e também separadamente, discriminando por segmento RB, RñB; Avaliação do item precedente via simulação Monte Carlo; Avaliação semelhante ao item (a), porém representando incertezas somente na rede não básica (enumeração simples); Avaliação do item precedente, via simulação Monte Carlo; **(f)** Estudos especiais com espaço probabilístico aumentado em relação àquele adotado nos estudos regulares, com incertezas na geração (*confiabilidade composta*): Avaliações semelhantes ao item (a), com incertezas na rede básica e no parque gerador (enumeração simples e enumeração discriminando RB e apenas parque gerador); Avaliação do item precedente via simulação Monte Carlo; Avaliação semelhante ao item (a), com incertezas nas redes básica, não básica e no parque gerador (enumeração simples e enumeração discriminando RB, RñB, sistema de transmissão e parque gerador); Avaliação do item precedente via simulação Monte Carlo.

## 3.0 - MODOS DE FALHA E ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

Atualmente, no ambiente empresarial do Brasil, apenas dois modos de falha são analisados rotineiramente nos estudos de confiabilidade probabilística: **(i) modo de falha de continuidade**; **(ii) modo de falha de adequação**. O primeiro está associado à existência ou inexistência de tensão em pontos de medição, à continuidade de suprimento, à ocorrência de ilhamentos, à presença de déficits de geração, etc. No seu cálculo não está implícita nenhuma forma de avaliação da qualidade de atendimento. Esse modo de falha é mensurado por indicadores

eminentemente topológicos e estacionários. O segundo modo de falha indica a ocorrência de sobrecargas em circuitos, violações de tensão, violações de geração de potência reativa nas barras de geração, violações de potência ativa nas barras de referência, violações de intercâmbios entre áreas, etc. O *modo de falha de segurança*, sob enfoque probabilístico, associado a fenômenos dinâmicos, ainda não é tratado de forma regular na maioria das empresas do Brasil. Entre os índices de confiabilidade probabilística atualmente mais utilizados nas empresas do Brasil, situa-se a **severidade** (*Sev*), mensurada em sistema-minuto [7]. Outros índices tradicionais [8,9] também são calculados sob diferentes agregações espaciais tais como: *probabilidade de perda de carga (PPC)*, *expectância de potência não suprida (EPNS)* e *freqüência de perda de carga (FPC)*. Os indicadores *expectância da energia não suprida (EENS)*, *número de horas de déficit de potência (NHD ou LOLE)*, *duração de perda de carga (DPC)*, severidade resultam da manipulação adequada dos indicadores anteriormente citados.

#### 4.0 - PRINCIPAIS FATORES QUE INFLUENCIAM OS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

Entre os inúmeros fatores que influenciam o cálculo numéricos dos indicadores de confiabilidade, três merecem destaque especial, quais sejam: **(i) hipóteses de modelagem**; **(ii) representação de incertezas**; **(iii) procedimentos de simulação computacional e cálculo numérico**. O enfoque desta seção limitar-se-á ao caso de referência.

##### 4.1 Modelagem das fontes primárias de energia e parque gerador

Conforme preconizado em [7], a modelagem das fontes primárias de energia é considerada pela atribuição de probabilidades convenientes aos diferentes cenários de despacho possíveis. Entretanto, no estudo de referência as fontes primárias não contribuem para o espaço probabilístico de estados. No estudo de referência, as unidades geradoras são representadas deterministicamente e de forma individualizada, ou seja, não são consideradas falhas nas unidades geradoras. Nessa hipótese, o parque gerador, embora representado em sua plenitude, não contribui para a formação do espaço probabilístico de estados. Os compensadores estáticos são convertidos em síncronos equivalentes e também tratados de forma determinística.

##### 4.2 Modelagem da transmissão

A modelagem estocástica da topologia compreende a representação de nós e ramos. A modelagem dos nós visa refletir os riscos oriundos das falhas em subestações. A modelagem dos ramos permite representar o impacto das falhas nos elementos longitudinais e transversais da rede.

Na avaliação de referência, são representadas todas as linhas e transformadores incluídos nos casos-base de fluxo de potência de referência. Entretanto, são atribuídas incertezas apenas aos elementos da rede básica (RB). O tratamento dessas incertezas baseia-se na modelagem clássica de cadeias de Markov com dois estados, com todos os condicionantes tradicionais, tais como intensidades de transições constantes, ausência de fenômenos de envelhecimento, regeneração, tendências e correlações. Os elementos da transmissão são classificados em três categorias, a saber: linhas de transmissão (LT), transformadores de malha (TM) e transformadores de fronteira (TF). Todas as categorias são discriminadas por níveis de tensão. No estudo de referência, as linhas de corrente alternada são tratadas através de modelos Markovianos, com dois estados representando as situações de sucesso e de falha da linha, relacionados a parâmetros numéricos indicadores das taxas de falha, em ocorrências por ano, e de tempos médios de reparo, em horas. Nesse contexto, todas as linhas da rede básica contribuem para a formação do espaço de estados. Todas as demais linhas da rede não básica (e.g. 138, 88, 69, 44, 34,5, 13,8 kV) são tratadas de forma determinística. No estudo de referência, os elos de corrente contínua são representados de forma determinística por injeções de potência equivalentes associadas a gerações fictícias. Assim, nenhum componente ou fenômeno associado aos elos contribui na composição do espaço de estados ou na composição dos recursos de controle do sistema. A modelagem estocástica de transformadores de dois enrolamentos não apresenta particularidades, mas a modelagem de transformadores de três enrolamentos exige, em princípio, um tratamento adequado dos dados de desempenho do equipamento já que há necessidade da representação de barramento e ramos fictícios. Assim, eventos relacionados a defeitos que ocorram no terciário podem ou não, dependendo dos objetivos do analista, demandar a representação de seus efeitos no espaço de estados. No estudo de referência, os transformadores de dois enrolamentos de malha e de fronteira também são tratados através de modelos Markovianos com dois estados representando as situações de sucesso e falha do equipamento, relacionadas a parâmetros numéricos indicadores das taxas de falha, em ocorrências por ano, e de tempos médios de reparo, em horas. Embora as unidades geradoras sejam individualizadas, os transformadores elevadores, quando presentes, não são submetidos ao mesmo tratamento que os demais transformadores. Os transformadores elevadores e os transformadores fora da rede básica são tratados deterministicamente. No caso dos transformadores elevadores, a atribuição de incertezas ocorre somente nas raras situações nas quais tais transformadores são enquadrados como sendo de fronteira. Os transformadores defasadores são convertidos em elementos série fictícios aos quais são atribuídos os parâmetros estocásticos convenientes. Os transformadores de três enrolamentos de malha e de fronteira também são tratados através de modelos Markovianos com dois estados representando as situações de sucesso e falha do equipamento, relacionadas a parâmetros numéricos indicadores das taxas de falha, em ocorrências por ano, e de tempos médios de reparo, em horas. Entretanto, nesse caso, a incerteza é atribuída somente ao ramo conectado à maior tensão do equipamento. Em resumo: no contexto do estudo de referência, todos os transformadores de malha e de fronteira contribuem na formação do espaço de estados probabilísticos. Para a avaliação de referência devem ser especificados todos os limites de

carregamento para operação normal de todas as linhas CA e transformadores componentes da rede básica, que são monitorados para fins de detecção de violações no caso-base de confiabilidade. *Quando em regime de contingências, a monitoração também é realizada com os limites normais de carregamento.* A monitoração, sob contingências, dos limites de emergência, quando tais limites são informados, enquadra-se na categoria de estudo especial. Finalmente, os demais elementos longitudinais da topologia — capacitores série, capacitores série controlados a tiristor (CSCT), reatores série fictícios — são tratados de forma determinística. Em particular, o CSCT é convertido num capacitor fictício equivalente. A modelagem estocástica de ramos transversais (capacitores e reatores) também é relevante para estudos de confiabilidade. Porém no estudo de referência, nenhum desses elementos contribui na composição do espaço probabilístico de estados. Quando necessário, a influência das falhas desses elementos no nível de risco do sistema também pode ser avaliada indiretamente por manipulações adequadas de vinculações e uma seqüência de procedimentos especialmente estruturada.

No estudo de referência, a topologia nodal (i.e. a modelagem dos arranjos de subestações) não é explicitamente tratada. Entretanto, a influência das falhas das subestações é parcialmente refletida nos parâmetros das linhas de transmissão, em virtude da própria metodologia de coleta desses parâmetros. Para a avaliação de referência, devem ser especificados os limites superiores e inferiores permissíveis para as excursões dos níveis de tensão dos barramentos, tanto em regime normal como sob emergência. Os valores em regime normal são monitorados para detecção de violações para fins de ajustes do caso base de confiabilidade. Os valores em regime de emergência são monitorados para fim de detecção de violações sob regime de contingências. No estudo de referência, não são consideradas as falhas de modo comum da transmissão, as falhas simultâneas dependentes da transmissão, nem as vinculações oriundas de esquemas de controle de emergência, proteção e instruções de operação, tais como transferências de cargas, desligamento de cargas, reconfiguração da rede com desligamentos de linhas, de reatores, de capacitores, desligamento ou acionamento de geradores, seccionamento de barras, etc.

#### 4.3 Modelagem da carga

Embora a modelagem da carga para estudos de confiabilidade admita uma grande riqueza de enfoques, apenas alguns tópicos serão aqui mencionados, todos eles relativos ao estudo de referência: a carga é tratada pelo par de valores de potência ativa e reativa, o horizonte de previsão é o ano e apenas o patamar de carga pesada é modelado deterministicamente, ou seja, a carga não contribui para a formação do espaço probabilístico de estados. O tratamento probabilístico da carga é considerado um estudo especial.

#### 4.4 Outros aspectos de modelagem

Diversos aspectos associados à operação dos sistemas de potência são reconhecidamente relevantes para a avaliação da confiabilidade probabilística (e.g. modelagem da manutenção, reserva de transformação, reserva girante, esquemas especiais de proteção, fenômenos de solicitação ambiental, sistema de distribuição, reconfigurações topológicas tais como seccionamento de barramentos, etc). Dentre estas, somente a reserva de ampacidade de linhas e transformadores é considerada (de forma indireta) no estudo de referência do sistema brasileiro. Para tanto são informados os valores de carregamento em regimes normal e de curta duração para as linhas e transformadores do sistema.

#### 4.5 Representação de incertezas

No estudo de referência, a técnica adotada para a atribuição de incertezas às linhas de transmissão do sistema brasileiro baseia-se na estimação dos comprimentos das mesmas, combinada com os valores [13] da Tabela I. A estimação do comprimento aproximado  $l$  das linhas de transmissão em km é realizada por  $l = 7.8 (X.B)^{1/2}$ , onde X é a reatância da linha em % e B é a susceptância da linha em Mvar. A técnica adotada para a atribuição de incertezas aos transformadores baseia-se na tensão mais elevada do equipamento e com enfoque na função transformação (i.e. os equipamentos não são tratados de forma individualizada), de acordo com a Tabela I.

TABELA I - Características de Linhas e Trafos no Brasil [7,13]

Tensão (kV) e Reatância Média de Linhas (% / km em 100 MVA)	Linhas		Transformadores	
	Taxa de Falha $\lambda$ oc/km.ano	Tempo Médio Reparo (h)	Taxa de Falha $\lambda$ oc/ano	Tempo Médio Reparo (h)
69 kV (0,6334 % / km)	3,1949	1,0142	0,2494	0,7835
138 kV (0,2608% / km)	0,0399	1,0144	0,6142	8,4360
230 kV (0,0740 % / km)	0,0232	1,0114	0,7207	12,5366
345 kV (0,0316 % / km)	0,0228	0,9107	0,7368	16,1616
440 kV (0,0166 % / km)	0,0144	3,3770	0,5000	12,7187
500 kV (0,0127 % / km)	0,0183	2,3547	0,5945	53,6546
525 kV (0,0127 % / km)	0,0183	2,3547	0,5945	53,6546
765 kV (0,005786 % / km)	0,0102	1,6525	0,3712	100,3958

#### 4.6 Procedimentos para obtenção do caso-base de confiabilidade

A obtenção do caso-base de confiabilidade deve ser realizada individualmente para cada cenário, isto é, para cada patamar de carga. O chaveamento adequado dos equipamentos de controle é uma condição fundamental para a consistência dos índices a serem obtidos: para o estudo de referência, em carga pesada, essa exigência é, em geral, inócua, dadas as peculiaridades da rede brasileira; nos estudos que envolvem os regimes de cargas média e leve, a observação das corretas conexões de reatores e capacitores é relevante (capacitores são desconectados, reatores são ligados). Para obtenção do caso-base de confiabilidade do estudo de referência, o único modo de falha relevante é o de adequação que compreende violações dos limites normais permitidos para as tensões, violações dos limites normais permitidos para os carregamentos de linhas e transformadores, ambos sob o *enfoque de corrente*. Nesta etapa o modo de falha de continuidade não é relevante porque no caso-base não há contingências de qualquer espécie. Visando a eliminação de violações do caso-base permite-se tanto o *redespacho de potência ativa como o redespacho de potência reativa*, salvo para as usinas térmicas que têm seu despacho fixo e idêntico àquele do caso de fluxo de potência inicial. Com essa diretriz, o risco de referência está associado a um ponto de operação distinto do ponto de operação do caso de fluxo de potência original. Isso ocorre porque os casos de fluxo de potência oriundos das equipes de planejamentos nem sempre são completamente isentos de violações. Permite-se também a variação das derivações dos transformadores, respeitados seus limites e, em última instância, o corte de carga mínimo, calculado via algoritmo ótimo de pontos interiores.

A modelagem das usinas é realizada de forma individualizada por unidade geradora, com um despacho compatível com aquele especificado no caso-base do fluxo de potência original. Todas as usinas térmicas e as pequenas centrais hidroelétricas não despachadas centralizadamente pelo operador independente têm as suas gerações de potência ativa fixas. O limite inferior de geração de potência ativa das unidades geradoras é respeitado, caso conhecido, ou tomado como nulo, caso não haja dado específico. A capacidade superior da geração de cada barra é determinada com base no critério da inércia mínima, prioritariamente, para um dado montante de geração ativa, seguido do montante de geração reativa. As usinas julgadas como não despacháveis por razões operativas devem ser claramente explicitadas nas premissas do estudo em questão. Nas situações nas quais os limites de geração de potência reativa não são especificados nos casos de fluxo de potência, devem ser adotados os limites associados aos valores correspondentes aos fatores de potência 0,9 (sobreexcitação) e 0,95 (subexcitação).

Por região de controle ou influência entende-se o conjunto de regiões ou áreas do sistema cujos recursos disponíveis são utilizados quando da eliminação de violações operativas. Os recursos possivelmente disponíveis incluem redespacho de potência ativa, alterações nas derivações dos transformadores com comutação sob carga e alterações em tensões de barras controladas. Nenhum desses controles localizados fora da região de controle especificada é utilizado, ou seja, os despachos das unidades geradoras, as derivações dos transformadores, e as tensões em barras controladas são mantidas, conforme o caso de fluxo de potência original. O corte de carga também é considerado um controle de última instância para eliminação de violações e somente é realizado nos barramentos pertencentes à região de controle. No estudo de referência, todas as áreas elétricas do sistema brasileiro são tratadas como região de controle. Por região de monitoração ou de interesse entende-se o conjunto de regiões ou áreas do sistema cujas grandezas especificadas são monitoradas, o que inclui fluxos em circuitos de transmissão, tensões em barramentos e geração de potência ativa e reativa. Portanto, grandezas fora dessa região não são contabilizadas; ou seja, elas podem apresentar violações que não são identificadas e, conseqüentemente, não serão eliminadas. Os índices de confiabilidade são contabilizados apenas para os cortes de carga em barramentos pertencentes à região de monitoração. No Brasil, adota-se que essa região seja sempre um subconjunto da região de controle. Entretanto, cabe notar que se a região de monitoração for menor que a região de controle, podem ocorrer cortes de carga em barramentos externos à região de monitoração, que não serão contabilizados no cálculo dos índices de confiabilidade. Esse problema é contornado fazendo-se a coincidência entre as regiões de controle e monitoração.

O sistema sob análise deve ser inicialmente submetido a um processamento do algoritmo de Newton-Raphson completo, com todos os controles tradicionais ativados. Na hipótese de obtenção de uma solução sem violações, essa será tomada como caso-base de confiabilidade. Se houver violação de tensão, de carregamento ou de limites de geração, ações corretivas, descritas em [7], são invocadas.

#### 4.7 Procedimentos para composição do espaço probabilístico de estados

No estudo de referência para o sistema brasileiro, o espaço probabilístico de estados é composto pelo conjunto de todas as linhas de transmissão CA da rede básica (atualmente os elos CC ainda são tratados deterministicamente), todos os transformadores de malha e todos os transformadores de fronteira. Espaço de estados distintos dessa configuração caracterizam estudos especiais.

#### 4.8 Cálculo numérico da confiabilidade

A etapa de cálculo numérico da confiabilidade pressupõe a existência de um arquivo que contenha um caso-base de fluxo de potência, convergido e sem violações: *trata-se do caso-base de confiabilidade*, obtido na etapa de pré-

processamento, descrita anteriormente. Conceitualmente, o cálculo da confiabilidade compreende três etapas, cujas diretrizes são apresentadas a seguir:

(a) *Seleção de estados* operativos do sistema: a seleção de um conjunto de estados operativos do sistema, pode ser realizada por enumeração explícita ou via técnica de Monte Carlo. No estudo de referência, essa seleção é feita por enumeração de uma lista de contingências de linhas de transmissão, transformadores de malha e transformadores de fronteira, exatamente coincidente com o espaço probabilístico de estados, anteriormente definido. Nas avaliações especiais, quando a seleção dos estados for realizada via técnica de Monte Carlo, as seguintes diretrizes devem ser observadas:

- número especificado de sorteios: 100.000 (um único lote);
- tolerâncias (coeficiente de variação) associadas aos índices PPC e EPNS: 3%; e
- semente: 1513.

(b) *Análise dos estados* operativos selecionados: deve ser verificado se o estado selecionado constitui um estado de sucesso (caso em que ele não apresenta nenhum modo de falha), ou estado de falha. Neste último caso tenta-se eliminar a falha com as medidas corretivas que representam os recursos operacionais do sistema. As diretrizes adotadas para a etapa de análise dos estados operativos selecionados são minuciosamente descritas em [7].

(c) *Cálculo numérico* dos índices de confiabilidade: no cálculo numérico dos índices de confiabilidade, contabilizam-se todos os estados nos quais foi necessário o uso de medidas operativas com o objetivo de eliminar os modos de falha detectados. No estudo de referência, o valor da tolerância de probabilidade adotado para o processo de enumeração situa-se em 1,0 E-36 pu.

## 5.0 - VARIABILIDADE DE INDICADORES EM RELAÇÃO A PARADIGMA REFERENCIAL DE RISCO

A título de ilustração, o *paradigma referencial de risco*, identificado como **caso 1** da Tabela 2, foi obtido usando-se o *sistema-teste brasileiro de 107 barras, sem elo CC (STB-107)* [14] e o conjunto de premissas e procedimentos descritos em [7] e brevemente mencionados nas seções precedentes, ou seja, *enumeração das contingências simples dos componentes da rede básica, sem redespacho de potência ativa, monitoração apenas dos limites normais de potência ativa dos carregamentos de ramos e limites de emergência das tensões nodais, regime de carga pesada*. Assim, o padrão foi obtido com o conjunto de comandos (EXEN, FPOT, SEMP, TRAN, FLMW, EMER), disponíveis na versão 8.1.1 de Maio /2008 do programa NH2 [15,16]. O índice de severidade da simulação de referência situou-se em **300,31 minutos**, para uma carga de 12 682 MW. A elevada severidade obtida situa o sistema no nível 3 ( *muito grave*) consoante a classificação adotada [7]. Esse resultado é explicado, em parte, pela baixa (24,1%) eficiência das medidas corretivas acionadas na simulação do caso de referência (tão-somente o redespacho de potência ativa é desativado). A menos de observação em contrário, as análises desta seção referir-se-ão ao índice de severidade.

### 5.1 Variabilidade de dados estocásticos

O *caso 2* foi obtido utilizando-se a atribuição automática de dados estocásticos usada pelo NH2, baseada no uso de valores de reatância média das linhas de transmissão, como forma de estimar o comprimento das mesmas. O *caso 3* foi simulado usando-se o comprimento real de cada linha do sistema para a obtenção da respectiva taxa de falha. Tomando-se como base de comparação a severidade, os resultados obtidos mostram que a técnica usada no procedimento padrão (300,31 min) é levemente conservadora em relação ao cálculo baseado em valores exatos (299,84 min). Por outro lado, o método intrínseco do NH2 mostra-se mais pessimista (303,08 min). Esses resultados respaldam o uso do procedimento preconizado em [7].

### 5.2 Variabilidade das medidas corretivas

Os *casos (4 a 10)* ilustram a influência das inibições de diferentes medidas corretivas. As inibições possíveis são as seguintes: otimização do despacho de potência ativa (SEMP), otimização de posicionamento de tapes (SEMT), otimização do perfil de tensão de geração (SEMV). Enquanto o *caso 1* (SEMP: 300,31 min) teve inibido apenas o redespacho de potência ativa, os *casos 4* (SEMV: 283,73 min) e *5* (SEMT: 233,74 min) tiveram outros tipos de inibição singular. O resultado obtido sugere que a medida corretiva mais eficaz é oriunda da potência ativa, seguida da otimização de reativos e da manipulação de tapes. Nota-se que a inibição do despacho ativo provoca a retirada de 3 casos da estatística. Os *casos 6* (SEMP, SEMV: 447,35 min), *7* (SEMP, SEMT: 314,56 min) e *8* (SEMV, SEMT: 332,06 min) ilustram as situações de duplas inibições, constatando-se a esperada degradação da severidade. O *caso 9* (SEMP, SEMV, SEMT: 495,88 min) mostra a situação extrema, sem medidas corretivas. O *caso 10* (223,81 min) mostra o outro extremo, no qual todas as medidas corretivas são chamadas a atuar. A diferença entre os resultados dos casos 9 e 10 indica a margem de manobra operacional disponível no sistema.

### 5.3 Variabilidade do espaço probabilístico de estados (profundidade e composição)

Nos próximos casos a intenção é mostrar a influência da profundidade da análise realizada sobre um dado espaço probabilístico de estados (casos 11 e 12) e a influência da composição do espaço (caso 13). Inicialmente, nos casos 11 e 12 são simuladas respectivamente enumerações duplas (DUPL) e triplas (TRPL) sobre o espaço probabilístico de referência, evidenciando-se que a enumeração tripla traz um ganho muito pequeno em termos de precisão. Por outro lado, a enumeração dupla, já bastante dispendiosa em termos de esforço computacional, contém situações de grande interesse, reveladas pelo significativo aumento da severidade (354,38 min). No caso

13 ilustra-se o impacto da radical alteração do espaço probabilístico de estados pela agregação do parque gerador (GERA). Nessa situação a severidade alcança o valor de 788,54 min, ou seja, mais do dobro do valor referencial. Este é um resultado clássico da literatura de confiabilidade [2-5], que demonstra a relevância da denominada *análise composta geração-transmissão*. Entretanto, o foco aqui é a tentativa de mostrar o impacto causado nos valores numéricos dos índices de confiabilidade, com ênfase na severidade.

#### 5.4 Variabilidade do procedimento de monitoração de violações

O caso 14 (239,40 min) indica que o uso da capacidade emergencial da transmissão (em termos de potência ativa permissível num período de curta duração) é um importante recurso a ser usado (EMER). No exemplo em apreço, a severidade reduz-se a um patamar de aproximadamente 80 % em relação ao caso de referência. (Nota: neste artigo não foi investigada a influência dos limites permissíveis para a excursão da tensão). Já no caso 15 (348,56 min) a monitoração da potência aparente (FMVA) pelo limite normal, promoveu, como esperado, um aumento de 16 % no índice de severidade.

#### 5.5 Variabilidade da forma de seleção de estados (Enumeração vs Monte Carlo)

O caso 16 (357,05 min) mostra o resultado da seleção de estados por sorteio. Nota-se que o resultado obtido, nesta situação em particular, é muito semelhante ao resultado decorrente da enumeração dupla (caso 11: 354,38 min).

TABELA II – Índices do Sistema-Teste Brasileiro de 107 Barras (STB-107) sob Critérios Diversos

Caso	Sev (min)	PPC (%)	EENS (MWh)	FPC (ano) <sup>-1</sup>	DPC (h)	EPNS (MW)	NHD (h)	Rede completa (%)	Fração analisa da (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
													Total	Probab (%)
1	300,31 (1 pu)	5,56 (1 pu)	63474 (1 pu)	67,72 (1 pu)	7,19 (1 pu)	7,25 (1 pu)	486,80 (1 pu)	84,04	98,53	137	60	43	3	0,14
2	303,08 (1,009)	5,66 (1,018)	64059 (1,009)	76,13 (1,124)	6,51 (0,905)	7,31 (1,008)	495,50 (1,018)	83,82	98,50	137	60	43	3	0,13
3	299,84 (0,998)	5,55 (0,998)	63374 (0,998)	67,81 (1,001)	7,17 (0,997)	7,23 (0,997)	486,30 (0,999)	83,94	98,41	137	60	43	3	0,14
4	283,73 (0,945)	5,12 (0,921)	59971 (0,945)	59,42 (0,877)	7,55 (1,049)	6,85 (0,944)	448,34 (0,921)	84,04	98,67	140	70	36	0	0,00
5	233,74 (0,778)	4,30 (0,773)	49403 (0,778)	39,73 (0,587)	9,47 (1,318)	5,64 (0,778)	376,42 (0,773)	84,04	98,67	140	60	29	0	0,00
6	447,35 (1,490)	7,26 (1,306)	94552 (1,490)	115,75 (1,709)	5,50 (0,765)	10,79 (1,489)	636,29 (1,307)	84,04	98,53	137	62	60	3	0,14
7	314,56 (1,047)	5,75 (1,035)	66486 (1,047)	75,07 (1,108)	6,72 (0,934)	7,59 (1,047)	504,07 (1,035)	84,04	98,53	137	62	45	3	0,14
8	332,06 (1,106)	5,13 (0,922)	70185 (1,106)	61,07 (0,902)	7,35 (1,023)	8,01 (1,105)	449,10 (0,923)	84,04	98,51	138	67	36	2	0,16
9	495,88 (1,651)	7,09 (1,275)	104810 (1,651)	109,17 (1,612)	5,69 (0,791)	11,96 (1,650)	620,99 (1,276)	84,04	98,29	131	57	56	9	0,38
10	223,81 (0,745)	3,68 (0,663)	47305 (0,745)	38,73 (0,572)	8,33 (1,159)	5,40 (0,745)	322,77 (0,663)	84,04	98,67	140	60	27	0	0,00
11	354,38 (1,180)	6,33 (1,138)	74903 (1,180)	75,24 (1,111)	7,37 (1,024)	8,55 (1,179)	554,20 (1,138)	84,04	99,76	9436	6303	4973	434	0,17
12	359,14 (1,196)	6,38 (1,147)	75908 (1,196)	75,20 (1,110)	7,43 (1,034)	8,67 (1,195)	558,85 (1,148)	84,04	99,83	426288	339194	289420	31162	0,17
13	788,54 (2,626)	10,69 (1,923)	166667 (2,626)	56,49 (0,834)	16,58 (2,306)	19,03 (2,625)	936,50 (1,924)	49,93	83,14	161	64	46	3	0,08
14	239,40 (0,797)	3,72 (0,669)	50600 (0,797)	64,54 (0,953)	5,05 (0,702)	5,78 (0,797)	325,66 (0,669)	84,04	98,53	137	55	36	3	0,14
15	348,56 (1,161)	5,86 (1,055)	73673 (1,161)	68,22 (1,007)	7,53 (1,047)	8,41 (1,160)	513,64 (1,055)	84,04	98,53	137	63	44	3	0,14
16	357,05 (1,189)	6,42 (1,154)	75466 (1,189)	74,38 (1,098)	7,56 (1,051)	8,61 (1,188)	561,96 (1,154)	-	-	35853	2990	2300	51	0,14
17	190,09 (0,633)	3,07 (0,553)	40177 (0,633)	37,73 (0,557)	7,13 (0,992)	4,59 (0,633)	269,11 (0,553)	84,04	98,67	140	55	25	0	0,00
18	1679,15 (5,591)	20,14 (3,623)	354908 (5,591)	178,21 (2,632)	9,90 (1,377)	40,51 (5,588)	1764,48 (3,625)	49,87	93,82	639574	551403	548730	96241	0,37

#### 5.6 Amplitudes estatísticas de índices de confiabilidade probabilística

Finalmente, os casos 17 (190,09 min) e 18 (1679,15 min) ilustram situações com valores de severidade muito diferentes do caso de referência, obtidos para o sistema-teste em análise, sob diferentes condições, a saber: o caso 17 foi obtido através de contingências simples da transmissão com monitoração do limite de emergência da potência ativa, usando-se as taxas de falha obtidas pelo comprimento real de cada linha e a atuação de todas as medidas corretivas possíveis. O caso 18 foi obtido através de enumeração de contingências triplas da transmissão

e geração, com monitoração da potência aparente (FMVA) pelo limite normal, usando-se as taxas de falha obtidas pelo comprimento real de cada linha, com todas as medidas corretivas inibidas. A amplitude estatística, dada pela diferença entre esses dois valores extremos, situou-se em 4,958 pu ou 783,34%. Esse resultado demonstra cabalmente que para qualquer análise de confiabilidade probabilística, é fundamental que os resultados numéricos sejam apresentados condicionadamente ao conjunto de premissas adotadas.

## 6.0 - CONCLUSÃO

A principal contribuição deste artigo foi evidenciar a absoluta necessidade de que qualquer resultado de uma análise probabilística de confiabilidade seja apresentado tão somente sob forma estritamente condicionada ao conjunto de premissas de modelagem, representação de incertezas e técnicas de cálculo adotados. Isso foi demonstrado pela grande amplitude estatística do índice de severidade e dos demais índices de confiabilidade, naturalmente decorrente da variabilidade de hipóteses usadas. Nessa circunstância, recomenda-se que para as diferentes aplicações da análise probabilística de confiabilidade, tanto em planejamento como em operação de sistemas de potência, sejam elaboradas normas similares às descritas em [7], que já norteiam os denominados estudos de referência em algumas empresas no Brasil.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Schilling M. Th., Rei A., Soares N.H.M., Marangon Lima J.W., *Mensurando o Risco Probabilístico do Critério "N-1", XVI SNPTEE*, Grupo VII, GPL-016, Campinas, 21-26 de Outubro 2001.
- [2] Subgrupo de Confiabilidade (SGC), Schilling M.Th. (Editor), *Avaliação da Confiabilidade em Planejamento: Aplicação ao Sistema Elétrico Brasileiro, VIII SNPTEE*, Grupo VII, GPL, SP/GPL/08, São Paulo, Maio, 1986.
- [3] Leite da Silva A.M., Pereira M.V.F., Schilling M.Th., *Power Systems Analysis Under Uncertainties - Concepts and Techniques, II SEPOPE*, Invited Paper, IP-21, São Paulo, Brasil, 21-25 Aug. 1989.
- [4] Schilling M.Th., Leite da Silva A.M., Coutto Filho M.B., *Aspectos Metodológicos da Análise de Confiabilidade de Sistemas de Potência, VIII CBA*, Vol.2, pp. 715-721, Belém PA, Brasil, 10-14 Setembro, 1990.
- [5] Schilling M.Th., Mello J.C.O., Gomes P., *Introdução da Confiabilidade Composta no Planejamento da Operação Elétrica, Controle & Automação, SBA*, Vol.6, no.1, pp.38-47, Jan/Fev, 1995.
- [6] Schilling M.Th., Coutto Filho M.B., Leite da Silva A.M., Billinton R., Allan R.N., *An Integrated Approach to Power System Reliability Assessment, Int J of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 17, no. 6, pp. 381-390, 1995.
- [7] Schilling M.Th., Souza J.C.S., Coutto Filho M.B., *Power System Probabilistic Reliability Assessment: Current Procedures in Brazil, IEEE Trans. on PWRs*, Vol 23, no 3, pp 868-876, Aug. 2008.
- [8] Schilling M.Th. (Editor) *et alii, Confiabilidade de Sistemas Eletroenergéticos: Bibliografia Disponível no Brasil (1969-1985), Revista Brasileira de Engenharia (RBE)*, Caderno de Engenharia Elétrica, Vol 2, no 2, pp.23-51, Dec 1985.
- [9] Schilling M.Th., Leite da Silva A.M., Billinton R., El-Kady M.A., *Bibliography on Power System Probabilistic Analysis (1962-1988), IEEE Trans. on PWRs*, Vol. PWRs-5, no.1, pp. 1-11, Feb 1990.
- [10] Schilling M.Th., *Discriminação dos Níveis Adequados de Confiabilidade de Sistemas de Potência, IX CBA*, Vitória, Vol.1, pp. 312-317, 14-18 Setembro 1992.
- [11] Schilling M.Th., Martelotta Soares N.H., Luz J.C.F., *Discernimento de Indicadores de Risco, Eletroevolução*, Cigré-Brasil, no. 13, pp. 30-38, Setembro, 1998.
- [12] Schilling M.Th., Souza J.C.S., Coutto Filho M.B., *Tratamento Estatístico como Causa da Distorção de Indicadores, IX SEPOPE*, Rio de Janeiro, 23-27 de Maio, 2004.
- [13] Silva E.L., Loureiro M.L., Schilling M. Th., Lima D.C., *Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN, Sistema BDCConf*, Volume I, UFSC, Depto de Engenharia Elétrica, Florianópolis, 26 de Julho de 2006.
- [14] Alves W. F., *Proposição de Sistemas-Teste para Análise Computacional de Sistemas de Potência*, Dissertação de M.Sc., Universidade Federal Fluminense, Instituto de Computação, 2007, [http://www.ic.uff.br/PosGraduacao/lista\\_dissertacao.php?ano=2007](http://www.ic.uff.br/PosGraduacao/lista_dissertacao.php?ano=2007)
- [15] Fontoura Filho R.N., Pereira M.V.F., *Development of a Composite Reliability Program for the Brazilian System, Proposal and Status of Ongoing Research*, in Proc of **Second Int. Symposium on Probability Methods Applied to Power Systems (PMAPS)**, Session 2B, Oakland, USA, Ed.by CEA, EPRI, Ontario Hydro, pp. 1-10, Sept 20-23, 1988.
- [16] CEPTEL, Programa NH2, *Manual do Usuário*, Versão 8.1.0, Rio de Janeiro, Dezembro 2007.

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

**Felipe Câmara Neto** é Engenheiro de Furnas, Graduação (UERJ, 2004), Pós-graduação (UNIFEI, 2008), Mestrando pela UNIFEI (c-ele: [fcamara@furnas.com.br](mailto:fcamara@furnas.com.br)).

**Marcus Theodor Schilling** é Professor Titular do Depto. de Eng. Elétrica da Universidade Federal Fluminense, M.Sc. (COPPE/UFRJ, 1979), D.Sc. (COPPE/UFRJ, 1985), P.-Eng. (Canadá, 1988), FIEEE (c-ele: [schilling@ic.uff.br](mailto:schilling@ic.uff.br)).

**Armando Martins Leite da Silva** é Professor Titular do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia da Universidade Federal de Itajubá, M.Sc. (COPPE/UFRJ, 1978), Ph.D. (UMIST, 1980), FIEEE (c-ele: [armando@unifei.edu.br](mailto:armando@unifei.edu.br)).

## 9.0 - AGRADECIMENTOS

A elaboração deste artigo só foi possível graças a um grupo de pessoas que contribuíram de diferentes formas para o desenvolvimento e aplicação da análise probabilística de confiabilidade no Brasil, durante os últimos 40 anos. A elas, deseja-se explicitamente registrar nosso reconhecimento: Eng. J.C.G. Praça, Dr. R.N. Fontoura Filho, Prof. C. Arruda, Eng. J. D. S. Santos, Prof. R.A. Faria Nunes, Prof. G. Gambirásio, Prof. E.J. Robba, Prof. M. Morozowski Filho, Prof. D.S. Ramos, Dr. M.V.F. Pereira, Dr. S.H.F. da Cunha, Prof<sup>ª</sup>. M.L.V.G Pinto, Dr. G.C. de Oliveira, Prof. A. Monticelli, Eng. E.M.T. Nery, Eng. D. Gil, Eng. F.F. Café, Dr. A. Vian, Dr. A.C.G. de Melo, Dr. J.C.O Mello, Eng. C.R.R. Dornellas, Eng. A. Bianco, Eng. D.S. Arentz, Prof. E.L. da Silva, Eng. L.F.S.A. Miranda, Eng<sup>ª</sup>.M.A.N. Silveira, Eng<sup>ª</sup>.A.Y. Takahata, Dr<sup>ª</sup>. A.M. Rei, Prof. C.C.B. Camargo, Prof<sup>ª</sup>. C.L.T. Borges, Prof<sup>ª</sup>. M. G. Silva, Eng. J.M. Lima, Eng<sup>ª</sup>. I.C. Nasser, Eng. C.L.C de Sá, Eng. H.O. Vasques, Prof. J.W.M. Lima, Eng. N.H.M. Soares, Prof. A.M. Cassula, Prof. J. Coelho, Eng. R.J.G.C. da Silva, Dr. J.R.P. Barros, Eng. A.G. Massaud, Eng. P.R. Purger, Prof. E. Pereira, Dr. A.M. Oliveira, Prof. L.F.S. Oliveira, Prof. L.A.F. Manso, Eng. J.O. Barbosa. As eventuais omissões são reconhecidas como lapsos dos

autores. Registra-se ainda que a investigação encetada contou com os auspícios do CNPq.