



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

GPL - 23  
16 a 21 Outubro de 2005  
Curitiba - Paraná

**GRUPO VII  
GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GPL**

**CONFIABILIDADE DA GERAÇÃO, TRANSMISSÃO, GLOBAL e MULTIÁREA DO SISTEMA BRASILEIRO**

<b>A.V.de Negreiros*</b> UFPE	<b>G.L.Torres</b> UFPE	<b>A.Y.Takahata</b> COPPE/UFRJ	<b>M.Th. Schilling</b> UFF	<b>M.B.Do Coutto F<sup>o</sup></b> UFF	<b>J.C.S. Souza</b> UFF
----------------------------------	---------------------------	-----------------------------------	-------------------------------	---	----------------------------

**RESUMO**

Este artigo apresenta uma avaliação integrada de confiabilidade preditiva probabilística para a configuração prevista para Dezembro de 2005 do Sistema Interligado Brasileiro (SIB), abrangendo o parque gerador, as interligações e a malha de transmissão nacional. Os resultados obtidos contribuem para o estabelecimento de uma estratégia concatenada de coordenação de riscos, considerando simultaneamente os segmentos de geração e transmissão. Este tipo de investigação é relevante porque a monitoração coordenada dos riscos probabilísticos inerentes ao sistema pode ser uma ferramenta bastante útil para a detecção antecipada de perfis de disponibilidade energética relacionados a condições de racionamento e configurações topológicas propícias à ocorrência de blecautes.

**PALAVRAS-CHAVE**

Confiabilidade; risco; geração, transmissão; interligação; análise composta; análise multi-área; método probabilístico; desempenho; Brasil.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O tema aqui tratado ilustra a denominada análise de confiabilidade preditiva probabilística e concerne a aferição dos níveis de risco probabilístico para todo o sistema de geração-transmissão, representativo do Sistema Interligado Brasileiro (SIB). Toda a análise foi efetivada estritamente de acordo com os critérios e procedimentos descritos em [1]. Assim, esta seção apenas comenta algumas das principais premissas usadas. Os segmentos do sistema de potência modelado incluíram geradores, linhas de transmissão, transformadores de malha e transformadores de fronteira, todos eventualmente sujeitos às incertezas típicas inerentes a um sistema de potência. A configuração estudada refere-se à topologia prevista para dezembro de 2005 em regime de carga pesada, incluindo as tensões nos níveis de 765, 525, 500, 440, 345 e 230 kV do SIB.

A avaliação realizada, restringiu-se aos modos de falha de continuidade e adequação, em regime permanente, ou seja a segurança (i.e regime dinâmico) não foi aqui tratada. A continuidade é estritamente associada à possibilidade de ilhamento de cargas e/ou défices de geração, enquanto a adequação é enfocada apenas sob a perspectiva de ocorrências, e subsequente tentativa de eliminação, de sobrecargas em ramos da rede, violações de limites inferiores ou superiores de tensões em barramentos e violações de limites de geração de potência ativa e reativa. Permitiu-se a livre variabilidade de despacho da quase totalidade das unidades geradoras, dentro dos limites inferiores e superiores de placa, permitidos a cada uma delas, para fins de eliminação de violações dos casos-base de confiabilidade. Assim o despacho do caso-base de confiabilidade foi tratado com probabilidade

\* C. P. 33024, CEP: 22442-970, RIO DE JANEIRO, RJ, BRASIL.  
Tel.: (0xx21) 9965 5686 - Fax: (0xx21) 2274 1391 - C-ele: *schilling@ic.uff.br*

unitária, ou seja, o respectivo panorama energético que o origina também o foi. Nessa perspectiva, as fontes primárias de energia não contribuíram para o espaço probabilístico de estados usado. As unidades geradoras foram representadas de forma individualizada e sujeitas a incertezas, ou seja, foram permitidas falhas nas mesmas, consoante os dados da Tabela 1.1. Os compensadores estáticos foram convertidos em síncronos equivalentes e também tratados de forma probabilística. A Tabela 1.1 mostra que no Brasil a indisponibilidade dos geradores situa-se num *valor maior do que 1 %*. Nesse ponto é instrutivo lembrar que, por outro lado, a indisponibilidade média de um trecho padrão de 100 km de linha de transmissão no Brasil atinge um *valor de 0.066 %, ou seja, entre 15 e 20 vezes menor que a indisponibilidade da geração*. Essa discrepância de desempenho estatístico cria dificuldades práticas para o tratamento do espaço probabilístico gerado.

TABELA 1.1 - Dados Estocásticos Típicos de Unidades Geradoras do Sistema Brasileiro [6]  
(Fontes: Bracier e outros)

Tipo de Geração	Classe de Capacidade	Frequência de Falhas (ocorr / ano)	Tempo Médio de Reparo (horas)	Indisponibilidade (%)
Hidráulica	1 até 29 MW	9.7	19.2	2.13
Hidráulica	30 até 59 MW	6.0	12.7	0.88
Hidráulica	60 até 199 MW	7.6	24.4	2.12
Hidráulica	200 até 499 MW	10.1	25.0	2.89
Unidades de Itaipu	720 MW	5.3	25.0	1.51
Angra I	657 MW	50.3	52.0	29.87
Angra II	1350 MW	52.6	57.0	34.23
Térmica	10 até 59 MW	10.5	46.9	5.63
Térmica	60 até 89 MW	34.1	41.6	16.17
Térmica	90 até 129 MW	16.5	37.3	7.01
Térmica	130 até 199 MW	21.3	34.3	8.33
Térmica	200 até 389 MW	50.3	36.2	20.77
Comp. síncrono	até 500 MVar	6.0	20.0	1.37
Comp. estático	até 500 MVar	6.0	20.0	1.37

**Nota:** A representação das incertezas do parque gerador foi realizada com um viés otimista porque considerou-se que a intensidade de falhas ( $\lambda$ ) das unidades geradoras teria um valor numérico idêntico ao da frequência de falhas, apresentado na tabela acima.

Foram representadas todas as linhas e transformadores incluídos no caso-base de fluxo de potência de referência. Entretanto, foram atribuídas incertezas [1] apenas aos elementos da denominada Rede Básica. O tratamento dessas incertezas baseia-se na modelagem clássica de cadeias de Markov a dois estados. Os elementos da transmissão são classificados em três categorias: linhas (LT), transformadores de malha (TM) e transformadores de fronteira (TF). A classe dos trafos de fronteira engloba aqueles trafos onde a maior tensão é igual ou maior a 230 kV e a segunda maior tensão é inferior a 230 kV. À toda malha de 765 kV foram atribuídas incertezas [1], dado o impacto resultante das falhas nesse nível de tensão. Os elos de corrente contínua do SIB (Itaipu, Garabi) e a carga da Alumar foram representados de forma determinística por injeções de potência equivalentes associadas a gerações fictícias nas barras terminais.

Os transformadores de dois e três enrolamentos de malha e de fronteira também foram tratados através de modelos Markovianos a dois estados, representando as situações de sucesso e falha do equipamento. Para os trafos de três enrolamentos a atribuição de incertezas [1] ocorreu somente no ramo conectado à maior tensão. Os transformadores defasadores foram convertidos em elementos série fictícios, aos quais foram atribuídos os parâmetros estocásticos convenientes.

Embora as unidades geradoras tenham sido individualizadas, os trafos elevadores, quando presentes, não sofreram o mesmo tratamento dado aos demais transformadores. Tais transformadores e os transformadores fora da Rede Básica foram tratados deterministicamente.

Foram especificados todos os limites de carregamento para operação normal de todos os elementos (linhas CA e transformadores) componentes da Rede Básica, que foram monitorados para fins de detecção de violações no caso-base de confiabilidade. Quando em regime de contingências, a monitoração foi realizada tomando como referência os limites normais de carregamento. (Nota: esse critério deve-se a uma restrição de natureza legal, relacionada à definição dos limites permitidos de carregamento em regime de emergência). No que concerne os demais elementos longitudinais da topologia (capacitores série, CSCT, reatores série fictícios), os mesmos foram tratados de forma determinística.

Também foram 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 foram

monitorados para fim de detecção de violações visando os ajustes do caso-base de confiabilidade. Os valores em regime de emergência foram monitorados para fim de detecção de violações, sob regime de contingências.

A carga foi modelada por um único patamar global estacionário (*i.e.* tendência nula), tratado através do par de valores de potência ativa e reativa em cada barramento. Considerou-se apenas a perspectiva estática, admitindo-se quando necessário, o uso de cargas modeladas como funcionais da tensão. Assim, a grande maioria das cargas foi modelada como potência constante. No sistema N/NE algumas cargas foram modeladas funcionalmente, representando-se suas dependências com relação às variações de tensão. Deve ser enfatizado que a carga não contribuiu para a formação do espaço probabilístico de estados.

Não foram consideradas as falhas de modo comum da transmissão, as falhas simultâneas dependentes da transmissão e nem as vinculações oriundas de esquemas de controle de emergência, proteção e instruções de operação (e.g. transferências de cargas, desligamento de cargas, reconfiguração da rede tais como desligamentos de linhas, reatores, capacitores, desligamento ou acionamento de geradores, seccionamento de barras, etc). Também foram desprezados os seguintes aspectos: modelagem estocástica de ramos transversais, a modelagem dos arranjos de subestações, solicitações ambientais. No que concerne a parcela da rede representativa da subtransmissão e distribuição, foram considerados os elementos normalmente representados, porém de forma determinística. Os limites de tensão e carregamento dessa parcela da rede foram relaxados, ou seja, as violações neste segmento não foram computadas.

O processamento computacional compreendeu três etapas encadeadas seqüencialmente, quais sejam: **(i)** Pré-processamento, utilizando os programas ANAREDE, MAREA, PRE-NH2 e NH2 (versão 7.01-PO de 10/2004), visando a obtenção do denominado caso-base de confiabilidade; **(ii)** Cálculo numérico da confiabilidade, propriamente dita, usando o programa NH2; **(iii)** Tratamento de resultados, utilizando o programa POS-NH2. A eliminação de eventuais violações, sob situação de contingências, foi tentativamente realizada recorrendo-se a um processamento de fluxo de potência ótimo, via algoritmo de pontos interiores, com função objetivo de mínimo corte de carga, porém *inibindo-se o redespacho de potência ativa*. O redespacho de potência reativa, a variação de tapes e o controle remoto de tensão foram permitidos, a título de medidas corretivas. Todo o SIB foi tratado simultaneamente como área de controle e monitoração. Foram utilizadas técnicas de enumeração e simulação Monte Carlo não seqüencial.

## 2.0 - REPRESENTAÇÃO MULTI-ÁREA DO SISTEMA BRASILEIRO POR CRITÉRIO GEOGRÁFICO

A Figura 2.1 ilustra a agregação de estados da federação que foi utilizada para a representação do SIB em cinco grandes áreas, com suas respectivas interligações. A análise foi realizada desta forma apenas por motivo de facilidade e conveniência. Observa-se que essa aglutinação não coincide com aquela usualmente usada, que é ditada por considerações energéticas e pela repartição dos fluxos no sistema. Neste último caso, representa-se o subsistema de Itaipu por uma área específica e a repartição de barramentos não coincide exatamente com o ponto de vista puramente geográfico. A intensidade do traço representativo da interligações reflete apenas o número de ramos e não a capacidade de transmissão da interligação. A região Norte foi composta pelo Pará, Maranhão e Tocantins. Foram também delimitadas as regiões Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul. Observa-se que a região Centro-Oeste é a que apresenta maior nível de conectividade, pois interliga-se com todas as demais regiões.

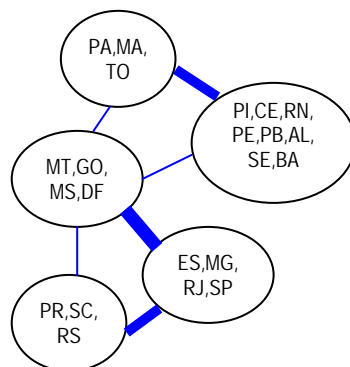


FIGURA 2.1 - Repartição do Sistema Brasileiro em Áreas Geográficas

### 3.0 - ATRIBUTOS, INVESTIGAÇÕES, RESULTADOS E ANÁLISE

Como pode ser depreendido da seção anterior, o cálculo multi-área só foi viabilizado após duas aglutinações sucessivas dos barramentos do sistema. A primeira aglutinação operou a composição por estado da federação e a segunda configurou as cinco regiões representadas na Figura 2.1. É claro então que antes da obtenção dos resultados de uma análise de confiabilidade multiárea clássica, foi possível obter os resultados das tradicionais análises de confiabilidade de geração, transmissão pura e composta, mostrados na Tabela 3.1.

Visando facilitar a interpretação dos resultados, cabe inicialmente um explanção sobre a estrutura e concepção da Tabela 3.1. As 32 linhas dessa Tabela apresentam atributos condicionantes ou resultados propriamente ditos, enquanto as colunas registram 6 diferentes investigações realizadas, seja pelo tipo de precisão especificada (vide atributo # 6), tipo de simulação (atributo # 12) ou pela definição do espaço probabilístico de estados (atributo # 14). Deve ser enfatizado que o atributo # 12 também identifica formas distintas de investigações possíveis. Por exemplo, a investigação # 1 tipifica a análise de confiabilidade de transmissão pura. As colunas # 2, 3 mostram dois exemplos da análise dita composta ou global. A coluna # 4 registra uma análise de confiabilidade de geração, porém com as restrições de transmissão representadas explicitamente. Finalmente, as colunas # 5, 6 apresentam a análise de confiabilidade multiárea, consoante a configuração mostrada na Figura 2.1, também com as restrições de transmissão consideradas.

#### 3.1 Atributos

Especificamente no que concerne aos atributos (vide as linhas da tabela), embora diversos deles sejam pela própria natureza auto-evidentes, os mesmos merecem aqui uma breve menção. Os atributos 1 a 5 e 7 a 11 informam algumas características da topologia analisada e que são condicionantes fundamentais para a análise de confiabilidade. A marca "idem" informa que a investigação efetuada o foi usando o mesmo atributo usado na coluna # 1.

Pode ser observado (atributos # 1, 2, 4) que a rede brasileira, prevista para a configuração de carga pesada de dezembro de 2005, foi representada por 3458 barramentos e 4965 ramos. Essa topologia compreende  $(757+110+27= 894)$  linhas e trafos de malha e  $(529+119=648)$  trafos de fronteira, totalizando os  $(894+648=1542)$  elementos de transmissão da rede básica, aos quais são atribuídas incertezas. Verifica-se então que os demais  $(4965-1542=3423)$  elementos de transmissão foram modelados de forma determinística, ou seja, não falham. A grande maioria desses elementos são linhas e trafos nas tensões 138 kV e inferiores.

O atributo # 3 informa que todas as análises foram efetuadas para um mesmo ponto de operação. Essa informação é fundamental porque sabe-se que, tanto a análise multiárea como a análise composta, são ambas essencialmente dependentes dos cenários energéticos do sistema [2-4]. Como já foi anteriormente comentado, nas análises realizadas não foram modeladas as fontes primárias de energia (séries hidrológicas, eólicas e de insolação, preços e disponibilidades de combustíveis), nem os controles de intercâmbios inter-áreas, ou seja, todos os resultados são estritamente condicionados ao despacho de potência ativa utilizado no caso-base de fluxo de potência tomado como referência.

Através do atributo # 5 pode ser notado que foi necessário um corte de carga de 14 MW no caso-base original de fluxo de potência tomado como referência para que o estabelecimento do denominado caso-base de confiabilidade fosse viabilizado. Embora o corte tenha sido de pequena monta (apenas 0.03 % da carga total do sistema, vide atributo # 10), essa necessidade denota a presença de violações (vide atributos # 19 e 23) já em condições normais de operação. Esse problema poderia talvez ter sido sanado quando da montagem do caso base de fluxo de potência, mediante ajustes adrede locais.

O atributo # 7 refere-se aos procedimentos específicos adotados em cada investigação, mormente no que tange a fixação de limites e medidas corretivas. Pode-se aí notar que praticamente todas as análises respeitaram as diretrizes preconizadas em [1], porém em outras investigações desejou-se emular uma malha de transmissão quase ideal, isto é, sem falhas, com as restrições de limites de carregamento e tensão relaxadas e com atuação de redespacho de potência ativa perante situações de contingências.

Os atributos # 8, 10 dão informações sobre a modelagem e o valor da carga. Em particular, o atributo # 8 é um dos condicionantes mais relevantes na análise de confiabilidade. Entretanto, observa-se que no presente estudo a mesma foi tratada da forma mais simplista possível, muito embora com um viés conservativo e muito pessimista, dado que adotou-se apenas o patamar de carga pesada.

O atributo # 9 combinado com o atributo # 10 resulta no atributo # 11, já permitindo uma interessante inferência que foi posteriormente confirmada nas simulações. Nota-se aí que a reserva estática virtual de geração ascende a **23 %** da carga total do sistema. Isso significa que o sistema tem uma capacidade instalada de geração bastante superior à ponta de carga estática do sistema. Nesse caso, tem-se uma margem de  $(67768-55077= 12\ 691)$  MW de potência acima das necessidades projetadas do sistema. Assim, mesmo considerando as manutenções e saídas forçadas das unidades geradoras, pode-se intuir que dificilmente o modo de falha por *déficit de geração* será detectado nas simulações computacionais. Esse resultado foi de fato constatado através dos índices de confiabilidade calculados (vide # 25,27,28,29), notando-se aí que a parcela de responsabilidade da geração é sempre nula, no nível de precisão decimal usado para registro dos resultados. Esse resultado é relevante e confirma a necessidade de investigação das restrições associadas às fontes primárias de energia, mormente no que diz respeito às séries hidrológicas e suas implicações nos

TABELA 3.1 - Análise de Riscos do Sistema Interligado Brasileiro (Dezembro 2005)

<i>Investigação: Atributos/Resultados</i>	<i>1 Transmissão</i>	<i>2 Composta</i>	<i>3 Composta</i>	<i>4 Geração</i>	<i>5 Multiárea</i>	<i>6 Multiárea</i>
1) Identificação do caso	SIB, Dezembro 2005, Pesada (D5P)	idem	idem	idem	idem	idem
2) Topologia	3458 nós, 4965 ramos	idem	idem	idem	idem	idem
3) Cenário operativo	caso de referência	idem	idem	idem	idem	idem
4) Composição rede básica	757 LT 110 TR2ML 27 TR3ML	529 TR2FR 119 TR3FR	idem	idem	idem	idem
5) Corte de carga caso-base (MW)	14 (0.03 %)	idem	idem	idem	idem	idem
6) Precisão especificada	1.0E-36 pu	1.0E-36 pu	100 000 sorteios $\beta = 3 \%$	1.0E-36 pu	250 000 sorteios $\beta = 3 \%$	300 000 sorteios $\beta = 5 \%$
7) Características	critério padrão	idem	idem	idem	idem	idem
8) Modelagem da carga	1 patamar, s/ incertezas	idem	idem	idem	idem	idem
9) Capacidade inst d/geração (MW)	<b>67 768</b>	idem	idem	idem	idem	idem
10) Carga total região (MW)	<b>55 077</b>	idem	idem	idem	idem	idem
11) Reserva estática d/ geração	67768 / 55077 = <b>23 %</b>	idem	idem	idem	idem	idem
12) Simulação	Enumera simples <b>interligações + transmissão</b>	Enumera simples <b>geração + interligações + transmissão</b>	Monte Carlo, <b>geração + interligações + transmissão</b>	Enumera simples <b>geração</b>	Monte Carlo, <b>geração + interligações</b>	Monte Carlo, <b>geração + interligações</b>
13) Probabilidade d/ rede completa (%)	<b>17.92</b>	<b>0.000041</b>	<b>0.000041</b>	<b>0.00023</b>	<b>não calculada</b>	<b>não calculada</b>
14) Elementos c/ incertezas  (espaço probabilístico)	linhas+trafos= <b>1517</b> interligações = <b>25</b> geradores = <b>0</b> níveis d/ carga = <b>0</b> hidrologia = <b>0</b> Total = <b>1542</b>	linhas+trafos= <b>1517</b> interligações = <b>25</b> geradores = <b>499</b> níveis d/ carga = <b>0</b> hidrologia = <b>0</b> Total = <b>2041</b>	linhas+trafos= <b>1517</b> interligações = <b>25</b> geradores = <b>499</b> níveis d/ carga = <b>0</b> hidrologia = <b>0</b> Total = <b>2041</b>	linhas+trafos= <b>0</b> interligações = <b>0</b> geradores = <b>499</b> níveis d/ carga = <b>0</b> hidrologia = <b>0</b> Total = <b>499</b>	linhas+trafos= <b>0</b> interligações = <b>25</b> geradores = <b>499</b> níveis d/ carga = <b>0</b> hidrologia = <b>0</b> Total = <b>524</b>	linhas+trafos= <b>0</b> interligações = <b>25</b> geradores = <b>499</b> níveis d/ carga = <b>0</b> hidrologia = <b>0</b> Total = <b>524</b>
15) Espaço analisado (%)	<b>48.35 %</b> de $2^{1542}$	<b>.00066 %</b> de $2^{2041}$	não se aplica	<b>.0033 %</b> de $2^{499}$	não se aplica	não se aplica
16) Casos propostos	1542	2041	13 612	499	249 834	300 000
17) Casos c/ solução	1515	2010	13 301	499	248 697	298 408
18) Casos retirados	<b>27 (1.8 %)</b>	<b>31 (1.5 %)</b>	<b>311 (2.3 %)</b>	zero	<b>1137 (0.5 %)</b>	<b>1592 (0.5 %)</b>
19) Modos de falha	1503	1897	12 998	399	242 882	291 403
20) Casos c/ cortes	224	221	2 517	zero	372	452
21) Radialidade (limite inferior)	158 / 1542 = <b>10.2 %</b>	157 / 2041 = <b>7.7 %</b>	-	zero	-	-
22) Aderência ao critério n-1	1 - [(224+27)/1542] = <b>84 %</b>	<b>88 %</b>	não se aplica	100 %	não se aplica	não se aplica
23) Falha mais usual	<b>Violação tensão</b> 1482 casos	<b>Violação tensão</b> 1877 casos	<b>Violação tensão</b>	<b>Violação tensão</b> 399 casos	<b>Violação tensão</b>	<b>Violação tensão</b>
24) PPS (%)	30.29	0.53 E-03	0.98	zero	0.98	0.98
25) PPCs (%) PPC <sub>g</sub> PPC <sub>c</sub>	<b>3.63</b> zero -	<b>0.81E-05</b> zero -	<b>0.19 (1.8 %)</b> zero -	zero zero -	<b>0.15 (5.2 %)</b> zero -	<b>0.15 (4.7 %)</b> zero -
26) Flexibilidade	88 %	98 %	81 %	não se aplica	85 %	85 %
27) ENS <sub>s</sub> (MWh/ano) ENS <sub>g</sub> ENS <sub>c</sub>	<b>17 325</b> zero -	<b>0.04</b> zero -	<b>101 021 (3 %)</b> zero -	zero zero -	<b>318 (11 %)</b> zero -	<b>317 (9.5 %)</b> zero -
28) NHD <sub>s</sub> (hora/ano) NHD <sub>g</sub> NHD <sub>c</sub>	<b>318</b> zero -	<b>0.7 E-03</b> zero -	<b>1658 (1.8 %)</b> zero -	zero zero -	<b>13 (5.2 %)</b> zero -	<b>13 (4.7 %)</b> zero -
29) FPC <sub>s</sub> (1/ano) FPC <sub>g</sub>	30 zero	0.68 E-04 zero	<b>129 (8.6 %)</b> zero	zero zero	<b>6 (5.5 %)</b> zero	<b>6 (5.0 %)</b> zero
30) Severidade (min)	<b>18.87</b>	<b>0.42 E-04</b>	<b>110.05 (3 %)</b>	zero	<b>0.35 (11 %)</b>	<b>0.35 (9.5 %)</b>
31) Tempo	2 h (dedicado)	2 h: 41 min (ded)	45 h	1h: 35 min (ñ ded)	7.8 dias	10 dias

32) Processamento	Pentium IV, 1.8 GHz, 260 kB RAM	Pentium IV, 1.8 GHz, 260 kB RAM	Pentium IV, 1.8 GHz, 260 kB RAM	Pentium IV, 1.8 GHz, 260 kB RAM	Pentium IV, 1.8 GHz, 260 kB RAM	Pentium IV, 1.8 GHz, 260 kB RAM
-------------------	------------------------------------	------------------------------------	------------------------------------	------------------------------------	------------------------------------	------------------------------------

despachos de potência ativa comissionados às unidades geradoras do sistema [2]. O racionamento que o sistema brasileiro sofreu no período de abril de 2001 a março de 2002, reforça indubitavelmente essa afirmação.

### 3.2 Tipologia das Investigações

Como já foi inicialmente sugerido, os atributos # 6,12,14 são condicionantes de alto impacto nos índices de confiabilidade. São eles, portanto, que definem as diferentes investigações que foram realizadas, registradas nas colunas da Tabela 3.1. A definição do conjunto de elementos com incertezas (atributo # 14) é um condicionante que influencia fortemente a escolha da técnica de simulação (atributo # 12). Isso ocorre porque a partir de uma certa quantidade de elementos com incertezas, observa-se que a enumeração torna-se impraticável, com os dispositivos computacionais e técnicas atualmente usadas. Por outro lado, a obtenção de bons resultados usando simulações Monte Carlo é dependente da escolha cuidadosa do número de sorteios e coeficientes de variação (vide atributo # 6). Pode-se observar que, no caso do SIB, a especificação de coeficientes de variação ( $\beta$ ) em patamares iguais ou inferiores a 5% pode exigir um número de sorteios bastante alto e um tempo de simulação proibitivo. Também é necessário novamente ressaltar que a seleção do conjunto de elementos com incertezas também caracteriza o viés da análise pretendida. Por exemplo, a coluna # 1 da Tabela 3.1 ilustra uma típica *análise de transmissão pura* do SIB (apenas aos elementos de transmissão são atribuídas incertezas). Já as colunas # 2, 3 mostram dois exemplos da denominada *análise global ou composta tradicional*, uma delas por enumeração simples e a segunda por Monte Carlo. Nesse caso são atribuídas incertezas tanto aos elementos de transmissão quanto aos elementos de geração. Tanto a análise de transmissão quanto a análise global são relevantes para minorar a ocorrência de blecautes.

Nas colunas # 5, 6 ilustram-se *análises multiáreas*, pois são atribuídas incertezas apenas ao parque gerador e às interligações inter-áreas. Na coluna # 4 o enfoque é a análise de *confiabilidade da geração*. Ambas as análises podem agregar as incertezas oriundas das fontes primárias de energia, sendo então relevantes para a previsão de racionamentos. Deve ser observado que as análises multiáreas admitem diversas variantes de interesse, tais como aquelas que incluem manipulações ou relaxamento dos limites de tensão e/ou carregamento da transmissão, liberação ou restrição de medidas corretivas, variação de áreas de controle e monitoração, diferentes alternativas de modelagem dos fluxos na malha (CA, CC, fluxo em redes, continuidade).

### 3.3 Confiabilidade da Transmissão

O processamento de enumerações simples da malha de transmissão é recomendável em todas as situações, porque propicia um perfil inicial do desempenho do sistema e gera, para um dado conjunto de elementos da rede com incertezas, o valor da probabilidade de ocorrência da rede completa, como é mostrado no atributo # 13. Esse resultado pode surpreender, pois fica evidente que quanto mais extenso for o espaço probabilístico adotado, menor a chance da ocorrência da topologia completa, principalmente quando também são atribuídas incertezas aos geradores do sistema. Nessa última situação, tem-se um total de 2041 elementos com incertezas, e dificilmente o sistema opera com a topologia completa (probabilidade = 0.000041%), pois os geradores têm elevados valores de taxas de falha e tempos médios de reparo (ou seja, alta indisponibilidade, vide Tabela 2.1). Mesmo para um espaço probabilístico formado unicamente por geradores, a probabilidade de ocorrência do parque completo é baixa (vide o atributo # 13 da investigação # 4). Dado o caráter explosivamente combinatorial de espaços probabilísticos reais, fica evidente que a representatividade da enumeração simples reduz-se, também exponencialmente, com o crescimento do número de elementos com incertezas. Isso é mostrado cabalmente no atributo # 15. Pode-se aí notar que, enquanto para um espaço probabilístico com 1542 elementos a enumeração simples captura 48.35 % do espaço, a mera introdução dos 499 geradores reduz a abrangência da enumeração simples ao patamar irrisório de 0.00066 %.

Na análise de confiabilidade da transmissão pura foram enumeradas apenas as contingências simples porque a enumeração das duplas já demanda um tempo de processamento muito extenso. Foram tratados 1542 elementos dos quais 27 não lograram sucesso de processamento (vide resultado #18), sendo retirados da estatística. Do total de 1503 casos com problemas, isto é, com modos de falha (vide resultado # 19), apenas 224 (vide resultado # 20) não foram solucionados pelas medidas corretivas permitidas.

O resultado # 21 aponta o *nível de radialidade ou capilaridade do sistema brasileiro*, situado em torno de **10.2%**. Esse indicador aponta o percentual de contingências simples da rede básica que levam a ilhamentos do sistema. O resultado # 22 também demonstra que *o sistema brasileiro não tem aderência estrita ao denominado "critério n-1"*. No cômputo desse indicador optou-se pelo cálculo conservativo, ao considerarmos que os 27 caso retirados da estatística possivelmente prenunciavam problemas no sistema. Observando o resultado # 23 nota-se que o modo de falha devido a violação de tensão é muito recorrente, denunciando um possível problema associado a um ajuste desfavorável do caso-base de confiabilidade.

O resultado # 24 indica a probabilidade de problema no sistema (PPS), antes de aplicação de medidas corretivas, enquanto o resultado # 25 informa a probabilidade de perda de carga (PPC), após o esgotamento de todas as medidas corretivas liberadas para ação. A relação de flexibilidade operacional do sistema [ 1 - (PPC / PPS) ] x 100, dada no resultado # 26, situa-se em torno de **88 %** no caso da investigação # 1.

Os resultados # 27, 28, 29 e 30 informam outros índices clássicos da análise de confiabilidade, quais sejam: expectativa da energia não suprida (ENS), número de horas acumuladas de déficit (NHD ou "LOLE"), frequência de perda de carga (FPC) e a severidade. No que concerne a investigação # 1, ou seja, a análise de confiabilidade da transmissão pura, o índice de severidade se situa no grau 2 (entre 10 e 100 minutos), denominado como *grave*. Também foi possível extrair da análise de transmissão pura, indicadores regionais agregados por estado da federação e por macro-região conforme definido na Figura 2.1. O distrito federal (Brasília, DF) foi tratado como estado por motivo de conveniência.

A Tabela 3.2 mostra a severidade dos estados da federação e regiões, calculada tomando como referência a carga do próprio estado ou região e considerando a parcela da rede básica situada no estado (região) em questão, mais as interligações interestaduais (inter-regionais). Dois estados revelaram severidade nula (RJ,SC). Pode-se notar que os três estados sujeitos a maiores riscos são TO, MA e PI. Brasília apresenta um risco nulo para contingências simples. O risco da região Norte, mensurado pela severidade, revela-se mais acentuado em relação às demais. Observou-se que a tentativa de obtenção dos riscos estaduais e regionais via simulação Monte Carlo revelou-se impraticável dentro de uma precisão numérica minimamente aceitável.

TABELA 3.2 - Severidade (minutos) Regional e Estadual do Sistema Interligado Brasileiro (Dezembro 2005)  
(Contingências Simples)

Norte			Nordeste					Centro-Oeste				Sudeste				Sul					
PA	MA	TO	PI	CE	RN	PE	PB	AL	SE	BA	GO	DF	MT	MS	ES	MG	RJ	SP	PR	SC	RS
76			20					15				16				12					
45	123	244	106	23	6	14	11	39	0.5	11	31	zero	4	2	87	2	zero	22	0.6	zero	31

#### 3.4 Confiabilidade Global (ou Composta)

As investigações # 2, 3 demonstram de forma irrefutável a importância das contingências de ordem superior da transmissão. Consta-se que a severidade do sistema ascende a um valor de 110.05 minutos quando tais contingências são consideradas, enquanto as contingências simples geram uma severidade de apenas 0.42E-04 minutos. Alerta-se aqui que a comparação válida é entre as investigações # 2 e 3 porque o espaço de estados é o mesmo.

Os resultados # 25, 27, 28, 29 também sugerem a ocorrência de um interessante fenômeno: os riscos da configuração tratada seriam oriundos exclusivamente da malha de transmissão, ou seja, não foram detectadas parcelas de riscos devidas ao parque gerador ou aos modos de falha compostos geração-transmissão. Esse resultado sugere que a reserva estática de geração do sistema (vide atributo # 11), situada em 23 %, garantiria uma margem de conforto significativo no que diz respeito à capacidade de geração instalada. Porém, problemas de racionamento podem ainda ocorrer, caso haja restrições severas, relativas às fontes primárias de energia (hidrologia, disponibilidade de combustíveis, etc). Neste estudo, esse aspecto não foi investigado (vide atributo # 14).

#### 3.5 Confiabilidade da Geração

A investigação # 4 ilustra uma análise de confiabilidade de geração pura, confirmando os indícios detectados nas investigações globais, ou seja, seria nula a responsabilidade do parque gerador instalado para o risco do sistema, nas condições de simulação da Tabela 3.1. Embora o espaço probabilístico gerado nessa investigação seja o menor de todos, com apenas 499 elementos com incertezas (vide atributo # 14), o atributo # 15 revela que a enumeração singela da geração é incapaz de refletir o potencial de déficit de geração latente no sistema, pois a probabilidade do espaço analisado cingiu-se a apenas 0.0033 %. A enumeração das contingências duplas de geração ainda é factível, porém já bastante custosa, enquanto a enumeração das triplas é inviável com a tecnologia de computação atualmente disponível. O tratamento via Monte Carlo convencional também revela-se bastante penoso, pelo próprio fato do sistema apresentar alta confiabilidade (como se sabe, tais sistemas exigem elevado número de sorteios para que coeficientes de variação aceitáveis sejam alcançados). Fica então evidente a necessidade de desenvolvimento de estratégias especiais, combinando eventualmente técnicas analíticas de convolução e técnicas especializadas de redução de variância. Finalmente, enfatiza-se mais uma vez que não foram aqui tratados os efeitos da manutenção nem as restrições de fontes primárias de energia.

#### 3.6 Confiabilidade Multiárea

A análise multiárea mostrada nas investigações # 5, 6 demonstra que a mera representação das falhas nas interligações (vide atributo # 14) já é suficiente para gerar uma severidade reduzida, porém não nula, situada em **0.35 minutos**. Também nesse tipo de investigação novamente observou-se que nem mesmo modos de falha compostos gerador-interligação foram detectados. O resultado # 31 também mostra que a tentativa de aumento de precisão (atributo # 6) é extremamente custosa sob o ponto de vista de esforço computacional.

## 4.0 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este artigo apresentou uma avaliação *integrada* da confiabilidade preditiva probabilística do Sistema Interligado Brasileiro, sob o ponto de vista da adequação, ou seja, em regime estático. Esse tipo de análise subsidia os gestores no sentido de minimizar tanto a ocorrência de modos de falha com dinâmica lenta (*racionamentos*, associados às fontes primárias de energia e à capacidade instalada do parque gerador) quanto aqueles modos de falha com dinâmica rápida (*blecautes*, relacionados com o desempenho da malha de transmissão e cenários de despacho). Este enfoque é relevante porque contribui para o aprimoramento do processo de *coordenação de riscos*, envolvendo os segmentos de fontes primárias de energia, geração e transmissão. Nesta investigação, as fontes primárias foram tratadas de forma determinística, porém ficou evidenciada a necessidade da representação das incertezas inerentes às mesmas. Entre as principais constatações do trabalho, as seguintes podem ser destacadas:

- (i) Foi verificado que o sistema brasileiro não atende, *stricto sensu*, ao denominado critério "n-1";
  - (ii) Foi observado que o nível de risco incorrido na região Norte é aproximadamente quatro vezes superior ao nível incorrido pelas demais regiões. Cabe notar que a severidade também admite uma escala logarítmica [1] de aferição, ou seja, nessa escala este risco está situado no grau 2 (entre 10 e 100 minutos), na mesma faixa de classificação das demais regiões;
  - (iii) Notou-se que a capacidade instalada no parque gerador brasileiro é de tal ordem que evita o aparecimento de modos de falha oriundos de défices de geração, dentro da precisão decimal estipulada na investigação. Este fato sugere que o risco de racionamento adviria exclusivamente de carências situadas nas fontes primárias de energia (isto é, hidrologias desfavoráveis, falta de combustíveis). Este resultado também demonstra que os riscos intrínsecos do parque gerador e da malha de transmissão apresentam ordens de grandeza díspares, demandando então o desenvolvimento de critérios especiais de coordenação de riscos eletro-energéticos;
  - (iv) Não foram detectados modos de falha de natureza composta, envolvendo geração-transmissão. Isso sugere que a possibilidade de blecautes proviria basicamente de restrições na transmissão;
  - (v) Foi evidenciada a relevância da confiabilidade das interligações, dado que a representação de incertezas nas mesmas foi suficiente para gerar níveis de severidade não nulos no sistema. Isso ocorreu porque não foram detectadas parcelas de risco oriundas do parque gerador, conforme o nível de precisão adotado nas simulações.
- A principal recomendação proposta indica a necessidade de repetição das investigações encetadas, porém incluindo os efeitos das fontes primárias de energia e suas respectivas incertezas.

## 5.0 - AGRADECIMENTOS

Parte desta investigação foi viabilizada graças aos apoios do CNPq, CAPES, FAPERJ e PRONEX.

## 6.0 - RESSALVA

As opiniões aqui emitidas representam interpretações estritamente técnicas, de responsabilidade única e pessoal dos autores, não se podendo imputar a qualquer órgão, entidade ou instituição, nenhum tipo de respaldo, endosso ou concordância com as mesmas. As simulações realizadas utilizam dados típicos, que podem não refletir a realidade e contêm várias simplificações, aproximações e eventuais truncamentos numéricos que podem distorcer vários índices. Assim, dada a natureza do tema abordado, enfatiza-se que todas as afirmações e resultados do artigo têm caráter meramente acadêmico, investigativo e preliminar, estando sujeitos a revisões e aperfeiçoamentos posteriores. Por esta razão, recomenda-se que as informações aqui contidas sejam usadas tão somente para fins didáticos elucidativos.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Schilling M. Th., Stacchini de Souza J.C., Do Coutto Filho M.B., Procedimentos e Critérios para Análise de Confiabilidade Preditiva Composta Probabilística de Sistemas Elétricos de Potência de Grande Porte, Instituto de Computação, Universidade Federal Fluminense, Relatório Técnico RT-06/04, Niterói, Junho, 2004, <http://www.ic.uff.br/PosGrad/RelatTec/reltec04.html>
- (2) Cunha S.H.F., Um Método para o Estudo da Confiabilidade de um Sistema de Geração Hidrotérmico, Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Setembro, 1977.
- (3) Cunha S.H.F. et alii, Confiabilidade de Sistemas de Geração-Transmissão: O Modelo CONFTRA, VII SNPTEE, Grupo 7, Brasília, 1984.
- (4) Oliveira G.C., Cunha S.H.F., Pereira M.V.F., Confiabilidade em Sistemas Interligados: O Modelo MULTIAR, VII SNPTEE, Grupo 7, Brasília, 1984.
- (5) C.L.Corrêa de Sá Jr. et alii, A Experiência Brasileira na Avaliação da Confiabilidade de Geração no Planejamento de Curto Prazo, XIV SNPTEE, Grupo 10, GOP-09, Belém, 1997.
- (6) N.H.M. Soares, Risco Probabilístico de Referência do Sistema Elétrico Brasileiro, Dissertação de M.Sc., UNIFEI, Itajubá, Maio, 2002.
- (7) M. Th. Schilling, A. Rei, F. França, D.O. Camponês, R. Gomes R., Confiabilidade da Rede Básica, XVII SNPTEE, Grupo 4, GAT-022, Uberlândia, Outubro 2003.