



SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

GPL 28
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GPL

AVALIAÇÃO DO RISCO PROBABILÍSTICO DA REDE BÁSICA DO SIN UTILIZANDO DADOS ESTOCÁSTICOS REALISTAS

A. V. Negreiros * L. F. M. Guedes G. L. Torres M. Th. Schilling J.C.S. Souza M.B. Coutto Fo.
ONS ONS UFPE UFF UFF UFF

RESUMO

O artigo apresenta resultados inéditos de uma investigação sobre o impacto do uso de dados estatísticos recém-obtidos, relacionados aos níveis de risco do sistema interligado brasileiro. Os novos valores de risco recém calculados são cotejados com os patamares de risco baseados na antiga estatística convencional, usada tradicionalmente no setor elétrico brasileiro há vários anos.

PALAVRAS-CHAVE

Confiabilidade, Risco, Sistema Interligado Brasileiro, Dado Estocástico, Desempenho.

1.0 - INTRODUÇÃO

O planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) sempre utilizou os limites operativos, calculados de forma determinística, e a análise de expansão tem sido conduzida considerando o critério determinístico do tipo (N-1). Todavia, com a crescente complexidade operacional do SIN, aliada às novas necessidades gerenciais envolvendo a busca de maior confiabilidade, constata-se uma tendência de se calcular níveis de risco em diferentes níveis de agregação utilizando técnicas probabilísticas. O uso dessas técnicas tem sido em função de fatores como: reconhecimento da natureza inerentemente estocástica dos sistemas de potência; a tentativa de se evitar o desperdício oriundo de decisões puramente determinísticas e, principalmente, a escassez de recursos financeiros que obrigam a uma investigação mais minuciosa do comportamento do sistema, levando-se em consideração o risco *versus* os custos operacionais associados [1-7].

Atualmente, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) já considera na elaboração do Plano de Ampliações e Reforços (PAR), análises de natureza probabilística que estimam o nível de risco ao qual o SIN está sujeito, no horizonte de análise do PAR. Essas análises eram até recentemente realizadas com dados estocásticos típicos [8], porém muito antigos, cuja validade podia ser questionada.

Recentemente o ONS, em parceria com a academia (UFSC, Prof. E.L da Silva), resgatou e finalmente concluiu um projeto iniciado em 1985 que desenvolveu uma base de dados estatísticos de desempenho de componentes de geração e transmissão para apoio à realização de estudos de confiabilidade. Esta base de dados foi designada de *BDCConf* [9], e possibilita a estimativa mais realista de índices de desempenho tais como taxas de falhas e tempos médios de reparo de componentes (linhas, transformadores e geradores) do SIN. Os dados recém obtidos [9] refletem com grande verossimilhança o comportamento estatístico atual da rede básica do SIN. Considerando que os novos dados foram obtidos recentemente e ainda não tiveram a oportunidade de serem utilizados, apresenta-se o questionamento *sobre qual o impacto dos novos parâmetros nos níveis de risco do sistema brasileiro.*

Nessa perspectiva, a principal contribuição do artigo em pauta situa-se nos resultados inéditos sobre a avaliação da confiabilidade do sistema elétrico interligado brasileiro usando os novos dados estocásticos mais realistas, constantes no *BDCConf*, confrontando-os com os resultados da avaliação tradicional, que utilizava dados estocásticos típicos.

2.0 - METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE [8,10]

Os estudos para avaliações referenciais de risco, tal como aqui tratado, concernem à aferição dos níveis de confiabilidade preditiva probabilística sob contingências simples para o sistema de transmissão, representativo da rede básica, o que inclui linhas de transmissão, transformadores de malha e transformadores de fronteira. O objetivo de tais estudos é a análise da evolução temporal dos riscos estáticos globais da rede básica e os resultados obtidos caracterizam os denominados riscos de referência ou avaliações referenciais. O tratamento global do SIN inclui todo o sistema de geração-transmissão relacionado à rede básica, associada às tensões nominais de operação de 765, 525, 500, 440, 345 e 230kV.

Para um dado período de tempo predefinido, a perspectiva temporal da análise de confiabilidade via adequação, ou seja, focada unicamente no regime permanente, é apreendida, separada ou conjuntamente, através de variações topológicas, variações na carga e, eventualmente, variações nas fontes primárias de energia ocorridas no período de interesse.

Os modos de falha relevantes são os de *continuidade* e de *adequação*. O modo de falha de continuidade 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. Esse modo de falha é mensurado por indicadores eminentemente topológicos e estacionários. O modo de falha de adequação 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 (*i.e.* enfoque dinâmico) foge ao escopo da avaliação.

O balizador de referência para diagnose do risco preditivo probabilístico do SIN é dado pelo indicador de *severidade*. A severidade é um índice normalizado, dado pelo quociente da energia não suprida (MWh) pela ponta (MW) do sistema analisado e com o resultado convertido em minutos. Assim, ele exprime um tempo fictício de uma perturbação imaginária que seria necessária para acumular uma energia não suprida exatamente equivalente àquela calculada, se toda a carga do sistema fosse afetada. Trata-se de um índice que captura não apenas a habitualidade das falhas do sistema, mas também a gravidade e conseqüências das mesmas. É, portanto, um indicador relativo e que permite a comparação de sistemas de portes e naturezas distintas, advindo daí a sua origem e importância. A severidade é um dos poucos indicadores probabilísticos de curso internacional e que já dispõe de uma escala de valoração classificatória, com base logarítmica. O conceito que o embasa é o da classificação dos eventos de tal forma que cada escala é diferenciada da antecedente por uma ordem de grandeza. Outra grande vantagem da severidade, como indicador de risco, advém da possibilidade de calculá-la tanto para eventos pretéritos como de forma preditiva. Além da severidade, os indicadores tradicionais de risco também são calculados (*i.e.* probabilidade de perda de carga, frequência de perda de carga, expectativa de energia não suprida, etc).

2.1 Modelagem do Parque Gerador

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.

2.2 Modelagem da Transmissão

A modelagem estocástica da topologia compreende a representação de nós e ramos. 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. 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. A classe dos TF engloba aqueles transformadores nos quais a maior tensão é igual ou superior a 230 kV, e a segunda menor tensão é inferior a 230 kV. À toda malha de 765 kV são atribuídas incertezas, dado o impacto resultante das falhas nesse nível de tensão.

2.3 Modelagem da Carga

Nos estudos de referência, a carga é modelada deterministicamente e de modo idêntico àquele utilizado nos casos de fluxo de potência para todas as configurações que são estudadas. Os regimes de carga pesada, média e leve, quando processados, o são de forma independente. Todos os três regimes são tratados de forma determinística, ou seja, sem incertezas no patamar. Assim, em nenhum dos estudos de referência, a carga contribui para a formação do espaço probabilístico de estados.

2.4 Representação de Incertezas

A composição do espaço probabilístico de estados tem extrema influência nos valores numéricos dos índices de confiabilidade. Por esse motivo, é quase inútil o simples fornecimento de índices de confiabilidade sem a prévia descrição rigorosa da composição do espaço probabilístico de estados sobre o qual os mesmos índices são gerados. Nos estudos de referência, o espaço probabilístico de estados é composto pelo conjunto de todas as linhas de transmissão da rede básica, as linhas de transmissão em 765 kV do subsistema de Itaipu, todos os transformadores de malha e todos os transformadores de fronteira. Para linhas de transmissão o cálculo dos dados estocásticos é feito a partir da estimação dos comprimentos das linhas, realizada com base nos valores de reatâncias e susceptâncias das mesmas. Para transformadores, os parâmetros estatísticos são determinados por faixa da tensão mais elevada do equipamento e com enfoque na função transformação. Nos estudos de referência, as incertezas para os geradores não são consideradas. As cargas são tratadas deterministicamente.

2.5 Simulação

A simulação computacional compreende duas etapas consecutivas, quais sejam: pré-processamento para obtenção do denominado caso-base de confiabilidade; e cálculo numérico da confiabilidade propriamente dita.

2.5.1 Pré-processamento para obtenção do caso-base de confiabilidade

O objetivo da etapa denominada pré-processamento é a criação de um registro num arquivo histórico de confiabilidade, que contenha o caso-base de confiabilidade, ou seja, um arquivo que apresenta um caso de fluxo de potência convergido e sem violações e que agrega, ainda, dados adicionais específicos para o processamento posterior da etapa de confiabilidade.

2.5.2 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 e o caso base de confiabilidade, usualmente obtido na etapa de pré-processamento, descrita anteriormente. Conceitualmente, o cálculo da confiabilidade compreende três etapas, cujas diretrizes são apresentados a seguir.

(i) Seleção de estados operativos do sistema: a seleção de um conjunto de estados operativos do sistema, primeira etapa do cálculo numérico da confiabilidade, pode ser realizada por enumeração explícita ou via técnica de Monte Carlo. Nos estudos 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.

(ii) Análise dos estados operativos selecionados: em linhas gerais, após cada seleção do estado, 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. Quando ocorre algum tipo de modo de falha, tenta-se eliminá-la com as medidas corretivas que representam os recursos operacionais do sistema. Para a avaliação de referência da confiabilidade, permite-se apenas o redespacho de potência reativa, ou seja, o redespacho de potência ativa é inibido. São permitidos também a variação das derivações dos transformadores, respeitados seus limites, as alterações em tensões de barras controladas e, em última instância, o corte de carga mínimo, calculado via algoritmo ótimo de pontos interiores. No estudo de referência, todas as áreas elétricas do sistema são tratadas como regiões de controle ou influência e de monitoração ou interesse. Em consonância com os modos de falha selecionados, a monitoração é realizada sobre os valores dos limites normais dos carregamentos sob enfoque de corrente de linhas e transformadores, dos limites em emergência de tensão em barramentos de carga com carga, dos limites de geração de potência reativa das unidades geradoras e dos limites de geração ativa e reativa das barras de referência do sistema. A monitoração do carregamento é realizada sobre o limite normal porque se deseja que o sistema planejado apresente uma margem de manobra para a operação; entretanto, se desejado, a monitoração do valor de emergência do carregamento pode ser realizada sob a égide de estudo especial

(iii) Contabilização de índices de confiabilidade: essa etapa compreende o cálculo estatístico dos índices de confiabilidade estipulados.

3.0 - RESULTADOS

A Tabela 1 apresenta uma comparação dos dados estatísticos tradicionais [8] com os novos dados, resultantes da atualização recentemente realizada [9]. Nesta tabela são também divulgados valores inéditos sobre falhas de modo comum, não disponíveis anteriormente. Ressalta-se que os dados de taxa de falha e tempo médio de reparo para as tensões 69 e 138 kV, bem como, os dados de falhas de modo comum, não foram utilizados nesse trabalho.

Pode-se observar que, para *linhas de transmissão*, houve um aumento da magnitude das taxas de falha para todos os níveis de tensão, exceto para o nível 138 kV. Por outro lado, houve uma diminuição do tempo médio de reparo para todos os níveis de tensão, exceto para os níveis 500 e 525 kV. Essas duas tendências se contrapõem e poderiam resultar num efeito neutro sobre o risco global do sistema.

No que concerne os *transformadores*, houve um aumento da magnitude das taxas de falha para os níveis de 765, 500, 230 e 138 kV do lado de alta do trafo. Entretanto, houve uma redução para os níveis de 440 e 345 kV. Para o tempo médio de reparo, houve um aumento para os níveis de 765, 440, 230 kV e uma redução para os níveis de 440, 345 e 138 kV. Portanto, sob o ponto de vista estrito de transformadores, a estatística de desempenho poderia sugerir uma degradação do nível de risco do sistema.

Supondo uma possível influência neutra oriunda das linhas e um efeito de degradação advindo de transformadores, poder-se-ia esperar uma eventual degradação do desempenho do sistema, refletida num aumento dos níveis de risco globais sistêmicos. Esse questionamento pode ser dirimido mediante a comparação de simulações computacionais usando os dois conjuntos de dados.

Tabela 1 - Comparação de Valores de Taxas de Falha e Tempos Médios de Reparo [8,9]

Tensão (kV)	Linhas						Transformadores			
	Valores Anteriores		Valores Atualizados		Modo Comum ⁽¹⁾		Valores Anteriores		Valores Atualizados	
	Taxa de Falha (oc/km.ano)	Tempo Médio Repar(h)	Taxa de Falha (oc/km.ano)	Tempo Médio Repar(h)	Taxa de Falha (oc/km.ano)	Tempo Médio Repar(h)	Taxa de Falha (oc/km.ano)	Tempo Médio Repar(h)	Taxa de Falha (oc/km.ano)	Tempo Médio Repar(h)
69 ⁽¹⁾	0,04092	2,958	3,1949	1,0142	-	-	0,47498	19,891	0,2494	0,7835
138 ⁽¹⁾	0,04092	2,958	0,0399	1,0144	0,0075	0,6176	0,36312	11,224	0,6142	8,4360
230	0,01981	2,286	0,0232	1,0114	0,0005	1,2422	0,58355	11,726	0,7207	12,5366
345	0,01804	3,142	0,0228	0,9107	0,0011	0,1364	0,82931	36,260	0,7368	16,1616
440	0,01057	3,411	0,0144	3,3770	0,0003	44,2762	0,58177	9,776	0,5000	12,7187
500	0,01382	1,521	0,0183	2,3547	0,0001	0,1833	0,52162	71,655	0,5945	53,6546
525	0,01382	1,521	0,0183	2,3547	-	-	0,52162	71,655	0,5945	53,6546
765	0,00978	14,635	0,0102	1,6525	0	0	0,27344	84,133	0,3712	100,3958

(1) Os dados de taxa de falha e tempo médio de reparo para as tensões 69 e 138 kV, bem como, os dados de falhas de modo comum, não foram utilizados nesse trabalho.

Visando testar a conjectura acima proposta, foram realizadas duas simulações, cujas características são listadas a seguir:

- *Sistema analisado*: configuração de rede básica do SIN prevista para dezembro de 2008 em regime de carga pesada
- *Número total de casos de enumeração (contingências simples)*: 1798
- *Tempo médio aproximado de simulação*: 1 hora e 30 minutos (Pentium IV, 1,8GHz, 1Gb RAM)
- *Número de casos retirados da estatística*: 7
- *Número de eventos simulados e solucionados*: 1791
- *Número de eventos críticos com problemas no sistema*: 1780
- *Número de eventos críticos com corte de carga*: 189
- *Carga da região de monitoração e cálculo de índices*: 62 476,97 MW
- *Influência do sistema de geração*: não foram detectados modos de falha oriundos de falhas em geradores.

A Tabela 2 mostra um resumo de alguns resultados encontrados nas duas simulações, realizadas com os dados tradicionais e atualizados (vide Tabela 1). Fica então evidenciado que o efeito da nova estatística reflete-se de fato num *aumento do nível de risco do sistema*, já que todos os índices de risco sofrem uma degradação de confiabilidade. Fica assim confirmada a conjectura antecipada anteriormente.

Observa-se por exemplo, que a severidade sofre um aumento aproximado de $9,08 / 7,85 = 16\%$. É ainda interessante notar que os casos retirados da estatística perderam relevância, já que a probabilidade acumulada dos mesmos sofreu uma redução para um montante de $0,31\%$. Por outro lado, a própria análise via enumeração tornou-se mais representativa, dado que o espaço de estado analisado com a nova estatística é mais abrangente,

cobrindo agora 48,05 % do espaço de estados.

A duração média de perda de carga, DPC, sofreu uma redução porque este indicador é dado pela razão entre a DAA, duração anual acumulada, e a FPC, frequência de perda de carga. Assim, como as razões de aumento da DAA e da FPC não foram iguais, houve a redução do indicador DPC. Finalmente, foi ainda observada uma curiosa porém pequena redução na eficácia das medidas corretivas. Isso ocorre porque esse indicador é dado por $(1 - \text{PPC} / \text{PPS})$, onde PPS se refere à probabilidade de problema no sistema (uma medida do risco antes da aplicação das medidas corretivas liberada).

Tabela 2 - Efeito da Nova Estatística de Desempenho sobre a Confiabilidade do SIN

	Resultados c/ a estatística tradicional	Resultados c/ a estatística atualizada	Diagnóstico
Probabilidade do caso base (%)	13,60	17,68	aumento
Percentual analisado do espaço de estado (%)	40,61	48,05	aumento
Probabilidade dos casos retirados da estatística (%)	4,40	0,31	redução
PPC - probabilidade de perda de carga (%)	2,16	2,74	aumento
EPNS - expectância da potência não suprida (MW)	0,93	1,08	aumento
EENS - expectância da energia não suprida (MWh/ano)	8171	9459	aumento
DAA - duração anual acumulada - LOLE (h/ano)	189,32	240,43	aumento
FPC - frequência de perda de carga (ocorrência/ano)	19,27	29,87	aumento
DPC - duração de perda de carga (h/ocorrência)	9,82	8,05	redução
SEV - severidade (min)	7,85	9,08	aumento (16 %)
ICE - índice de confiabilidade de energia (pu)	14,93 E -06	17,28 E -06	aumento
Eficácia das medidas corretivas (%)	91,94 %	90,90 %	redução
Perda média na área Furnas (MW)	746	747	aumento

4.0 - CONCLUSÕES

A disponibilidade de dados estatísticos realistas é condição *sine qua non* para a realização efetiva de estudos de confiabilidade em sistemas de potência, considerando a presença de incertezas. Até um passado recente, ou recorria-se a valores típicos retirados da literatura internacional ou usavam-se dados de origem primeva, que não refletem o histórico mais atual do sistema brasileiro. Outra dificuldade recorrente originava-se no emprego de conceitos inadequados para avaliação da confiabilidade probabilística [11].

Após longos esforços, essa dificuldade foi finalmente superada com a divulgação da referência [9], contendo amplo conjunto de dados estatísticos refletindo o desempenho real e recente da rede elétrica brasileira, abrangendo linhas de transmissão, transformadores e unidade geradoras. Este documento também apresenta informações inéditas sobre a estatística de falhas de modo comum ocorridas no SIN, envolvendo linhas de transmissão na mesma torre ou na mesma faixa de passagem.

Com a divulgação da referência [9], o questionamento natural que ocorre materializa-se na pergunta: “Qual o efeito da nova estatística nos valores de risco incorridos pelo sistema elétrico brasileiro?”

O artigo em pauta respondeu a essa questão, indicando que o efeito do novo histórico estatístico reflete-se num aumento do nível de risco global do sistema elétrico brasileiro, sob o ponto de vista comparativo quantitativo. Observa-se, por exemplo, que a severidade da configuração do SIN prevista para dezembro de 2008, sob regime de carga pesada, sofre um aumento aproximado de $9,08 / 7,85 = 16 \%$.

Lembrando que o principal mérito da análise de confiabilidade baseia-se no aspecto *essencialmente comparativo*, os índices de confiabilidade doravante calculados com base na nova estatística devem ser interpretados como novos paradigmas de referência e cotejados com cautela com os indicadores tradicionalmente avaliados até um passado recente [12-18].

5.0 - AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi parcialmente viabilizado graças ao apoio prestado pelo CNPq e FAPERJ-PRONEX. Registra-se ainda o agradecimento ao *Prof. Edson Luis da Silva*, da **UFSC**, sem o qual nada teria sido feito e aos comentários da *Dr^a Andrea Rei (Cepel)*.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) SUBGRUPO DE CONFIABILIDADE (SGC/GTCP/CTST/GCPS), *Confiabilidade de sistemas elétricos: índices e critérios*, Rio de Janeiro, Eletrobrás, Dez. 1983.
- (2) SGC, *Caso-base nacional de confiabilidade: consolidação da experiência*, Rio de Janeiro, Eletrobrás, DEST/GPD, Jun. 1985.
- (3) SGC, *Diretrizes básicas para avaliação da confiabilidade do sistema elétrico brasileiro na fase de planejamento*, Rio de Janeiro, Eletrobrás, 1986.
- (4) SGC, *Avaliação de confiabilidade 1989 a 1993, Vol. 1, Regiões Sul e Sudeste, Vol. 2, Regiões Norte e Nordeste*, Eletrobrás, Rio de Janeiro, Dez. 1988.
- (5) SGC, *Avaliação de confiabilidade do sistema planejado para 1995*, Eletrobrás, Rio de Janeiro, Dez. 1996.
- (6) SGCONF/GTMC/SCEN/GCOI, *Análise de confiabilidade de geração no horizonte do plano de operação para 1996*, Eletrobrás, Rio de Janeiro, Dez. 1996.
- (7) SCEL/GTAD/FT-RISCA, *Previsão do risco operativo do sistema elétrico brasileiro, Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste sem a interligação Norte/Sul (Resultados preliminares)*, Rio de Janeiro: Eletrobrás, Jan. 1999.
- (8) UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE, *Procedimentos e critérios para análise de confiabilidade preditiva composta probabilística de sistemas elétricos de potência de grande porte*, Instituto de Computação, Relatório Técnico RT-06/04, UFF, Niterói, Jun. 2004, http://www.ic.uff.br/PosGraduacao/lista_relatoriosTecnicos.php?ano=2004
- (9) ONS/UFSC, *Indicadores de desempenho probabilístico de componentes de geração e transmissão do SIN, Sistema BDCConf*, Vol. I/III, Rio de Janeiro, ONS, 26 de Jul. 2006.
- (10) ANEEL/ONS, *Diretrizes e critérios para estudos de confiabilidade*, in "Procedimentos de Rede, Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos", submódulo 23.3, Revisão 2, Capítulo 14, Rio de Janeiro, ANEEL/ONS, pp. 66-85 Jan. 2007.
- (11) Schilling M.Th., Souza J.C.S., Do Coutto Filho M.B., *Tratamento estatístico como causa da distorção de indicadores*, IX SEPOPE, Rio de Janeiro, 23-27 de Mai. 2004.
- (12) Negreiros A.V., Schilling M.Th., Torres G.L., *Novos resultados da confiabilidade do SIB*, X SEPOPE, SP-0114, Florianópolis, 21-25 de Mai. 2006.
- (13) Leal H.N., Schilling M.Th., Teive R.C.G., *Riscos do sistema interligado nacional - uma estimativa*, X SEPOPE, SP-061, Florianópolis, 21-25 de Mai. 2006.
- (14) Negreiros A.V., Torres G.L., Takahata A.Y., Schilling M.Th., Do Coutto Filho M.B., Souza J.C.S., *Confiabilidade da geração, transmissão, global e multiárea do sistema brasileiro*, XVIII SNTPEE, Grupo VII, GPL-23, Curitiba, 16-21 de Out. 2005
- (15) Schilling M.Th. (Editor), *Adequação da rede básica brasileira*, IX SEPOPE, Rio de Janeiro, 23-27 de Mai., 2004.
- (16) Schilling M. Th., Souza J.C.S., Coutto Filho M.B., *Aprendendo com o blecaute: extração de um paradigma preliminar para a confiabilidade do SIN*, XVII SNTPEE, Grupo IX, GOP-025, Uberlândia, 19-24 de Out. 2003.

(17) Schilling M. Th., Rei A, França F., Camponês D.O., Gomes R., *Confiabilidade da rede básica*, XVII SNPTEE, Grupo IV, GAT-022, Uberlândia, 19-24 de Out, 2003.

(18) Soares N.H.M, Schilling M. Th., Lima J.W.M., Coutto Filho M.B., Souza J.C.S., *Risco probabilístico de referência do sistema elétrico brasileiro*, XVII SNPTEE, Grupo VII, GPL-020, Uberlândia, 19-24 de Out. 2003.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Eng. André Vidal de Negreiros

Nascido no Cabo de Santo Agostinho, PE em 02 de janeiro de 1976. Graduação (1999) em Engenharia Elétrica: UFPE
 Empresa: ONS (2000 ao presente)
C-ele: andrevn@ons.org.br

Eng. Laécio Flávio de Meneses Guedes

Nascido em Campina Grande, PB em 08 de agosto de 1956. Graduação (1979) em Engenharia Elétrica: UFPB
 Empresa: Chesf, 1979 - 1999, ONS (1999 ao presente)
 Coordenador das Atividades de Ampliações e Reforços e Acesso no NNNE do ONS
C-ele: lguedes@ons.org.br

Prof. Geraldo Leite Torres

Nascido em Belém do São Francisco, PE, em 27 de agosto de 1965. Doutorado (1998): University of Waterloo, Canadá, Mestrado (1991): UFPE, e Graduação (1987) em Engenharia Elétrica: Universidade de Pernambuco.
 Membro do IEEE (EUA).
 Empresas: Electra-PTEL Engenharia e PROMON Engenharia (1986-1989), Universidade Federal do Maranhão (1992), Universidade Federal de Pernambuco (1992-Presente).
 Professor Adjunto do Depto. de Engenharia Elétrica e Sistemas de Potência da UFPE, Recife-PE.
C-ele: gltorres@ufpe.br

Prof. Marcus Th. Schilling

Nascido no Rio de Janeiro em 18 de julho de 1951. Doutorado (1985): COPPE/UFRJ, Mestrado (1979): COPPE/UFRJ, Graduação (1974) em Engenharia Elétrica: PUC/RJ.
 P. Eng. ("Professional Engineer", PEO, Canadá), CREA (Brasil), IEEE Fellow (EUA).
 Instituições: Furnas, Eletrobrás, Universität Dortmund (Alemanha), Ontario Hydro (Canadá), PUC/RJ, Cepel, UFF.
 Ex-Chefe (1999) da Divisão de Estudos Elétricos da Eletrobrás (DOEL), Ex-Coordenador do Subgrupo de Confiabilidade (SGC/GCPS, Eletrobrás).
 Professor Titular do Depto de Eng. Elétrica da UFF, Consultor na área de confiabilidade de sistemas de potência.
C-ele: schilling@ic.uff.br

Prof. Julio Cesar Stacchini de Souza

Nascido no Rio de Janeiro em 26 de junho de 1963. Doutorado (1996): PUC/RJ, Mestrado (1991): PUC/RJ, Graduação (1987) em Engenharia Elétrica: UFF.
 CREA (Brasil), IEEE Senior Member (EUA).
 Instituições: GE, UFF.
 Professor Associado do Depto de Eng. Elétrica da UFF, Consultor na área de computação inteligente aplicada a sistemas de potência, **C-ele: julio@ic.uff.br**

Prof. Milton Brown Do Coutto Filho

Nascido no Rio de Janeiro em 10 de julho de 1953. Graus obtidos na área de Engenharia Elétrica: Doutorado (1983) - COPPE/UFRJ; Mestrado (1978) - COPPE/UFRJ; Graduação (1975) - PUC/Rio.
 CREA (Brasil), IEEE Senior Member (EUA).
 Instituições: PUC/Rio, UFF.
 Professor Titular do Depto de Ciência da Computação da UFF, Consultor na área de análise de sistemas elétricos de potência,
C-ele: mbrown@ic.uff.br

* * *