



**XXIII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GPL/08
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

QUAL O VERDADEIRO RISCO PROBABILÍSTICO DA MALHA ELÉTRICA DO SIN?

M. Th. Schilling *
UFF

A. M. Leite da Silva
PUC-Rio

RESUMO

Este artigo fornece subsídios para a superação da dificuldade de interpretação conceitual dos índices de confiabilidade oriundos da típica análise probabilística de adequação de sistemas de potência.

PALAVRAS-CHAVE

Adequação, Confiabilidade, Critério, Desempenho, Incerteza, Índice, Operação, Planejamento, Probabilidade, Risco.

1.0 - INTRODUÇÃO

No âmbito do setor elétrico brasileiro, sabe-se que o País atingiu ao longo dos últimos 32 anos razoável nível de maturidade no que concerne a capacidade de avaliar riscos de um sistema de potência, sob o ponto de vista de adequação [1]-[43]. Entretanto, no momento atual, dois grandes desafios se fazem presentes. O primeiro deles reside na busca de uma estratégia de imunidade contra a iminente e grave perda da proficiência já alcançada. Entre outras, as aparentes causas dessa perda estão relacionadas não apenas ao envelhecimento das equipes, mas também ao predomínio crescente de uma classe de gerentes altamente especializados em gestão, mas pouco sensível às análises do “risco elétrico”. Além disso, predominam uma tibieza regulatória e a falta de um ente especializado gerenciador de riscos do SIN. O outro desafio é oriundo da dificuldade intrínseca na interpretação e uso prático dos resultados de estudos de confiabilidade. Ao contrário dos bem estabelecidos estudos tradicionais determinísticos de fluxo de potência e estabilidade, a análise probabilística encontra-se em processo de consolidação de protocolos de processamento, não apenas no Brasil como em vários países. Essa situação gera uma nítida barreira para a compreensão clara e precisa dos resultados obtidos. 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 [35,38,41]. Visando minorar essa dificuldade, este artigo investiga uma ampla coleção de protocolos úteis para a determinação dos riscos do sistema elétrico nacional. Os resultados obtidos subsidiam o uso eficiente da análise probabilística de confiabilidade nos ambientes de operação e planejamento.

2.0 - O SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO - SIN

O sistema interligado brasileiro (SIN) é uma vasta e complexa estrutura responsável pelo fornecimento de energia a uma população estimada em torno de 203 milhões de cidadãos (em 2015), espalhados numa área de dimensões continentais cobrindo 8.515.767 km². Trata-se de um sistema de grande complexidade cuja malha de transmissão contém, entre outras, tensões alternadas em pelo menos dez diferentes níveis (i.e., de 34.5 até 750 kV) e tensões contínuas em ± 600 e ± 800 kV, conforme ilustrado na Fig.1, para a configuração do ano 2015. Suas fontes primárias de energia são diversificadas englobando principalmente recursos de natureza hídrica, fóssil, nuclear, eólica, solar e seu parque gerador é composto por variados tipos de usinas, incluindo desde grandes hidrelétricas do porte de Itaipu, até PCHs espalhadas por todo o território. Na presente investigação, as malhas elétricas submetidas à avaliação de risco probabilístico sob o ponto de vista da adequação abrangeram diversos horizontes, com o intuito de facilitar a percepção da evolução temporal dos níveis de risco relativo do SIN e promover a comparação de diferentes protocolos. As estruturas investigadas foram as seguintes: configurações do SIN nos regimes de cargas pesada, média e leve previstas para abril de 2013 (ABR-2013) e a configuração do SIN prevista para Abril-Setembro de 2014 em regime de carga pesada (SIN AS14P). Essas configurações foram extraídas do portal público do ONS. Foi também investigada a configuração do SIN prevista para 2021, carga pesada com cenário Norte Exportador, oriunda do portal público da EPE (SIN 2021, Norte Exportador).

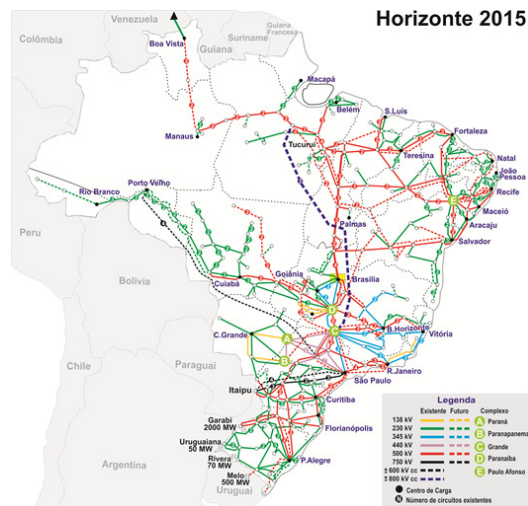


Figura 1 – Sistema interligado brasileiro

3.0 - RISCO DO SIN PARA O PROTOCOLO DE REFERÊNCIA EM 2014 (ABRIL-SETEMBRO)

Para a configuração do SIN prevista para Abril/Setembro 2014, em regime de carga pesada, a análise inicial de confiabilidade obedeceu a um protocolo de referência (#1), quase inteiramente similar àquele estabelecido nos Procedimentos de Rede [33,39]. Assim, a solução inicial do fluxo de potência da rede completa (isto é, considerando toda a rede básica, não básica e parque gerador) foi efetuada pelo método de Newton-Raphson completo, usando todos os recursos de controles disponíveis, preferencialmente tentando evitar violações. Quando estas se mostraram incontornáveis, as mesmas foram tentativamente depuradas posteriormente pela aplicação de medidas corretivas coordenadas por um algoritmo de fluxo de potência ótimo. O conjunto de violações iniciais, cuja eliminação mostrou-se inviável foi então tolerado, considerando-as como abonadas pela representatividade do caso base e a responsabilidade de quem planejou a rede. Quando cabível, foram definidas as condições de relaxamento dos limites de tensão de certas barras do sistema tais como: barras da rede de distribuição (neste contexto, aquelas com tensões inferiores a 230 kV), barras representativas dos terciários dos transformadores de 3 enrolamentos, barras fictícias para a modelagem de derivações em linhas de transmissão (tapes), barras com reatores limitadores e barras associadas a capacitores série. Foram definidas as condições de manipulação dos limites de carregamento de linhas e transformadores. Este critério foi adotado de forma a viabilizar o processamento de casos com muitas violações iniciais, mormente na denominada rede não básica.

A montagem da configuração do parque gerador foi efetuada com as máquinas individualizadas e suas incertezas. Este aspecto possibilita as seguintes flexibilidades: variação das potências ativa mínima e máxima a serem consideradas em cada máquina, indicação de máquinas não despacháveis, (gerações ativa e reativa são tomadas como fixas), variação de fatores de potência, variação dos modelos de incertezas das máquinas, etc. No caso de referência, as potências das máquinas foram, sempre que possível, retiradas das bases de dados disponibilizadas. Por opção conservativa, o maior conjunto possível de máquinas foram tratadas como “despacháveis”, o fator de potência adotado nas situações de indefinição foi de 0,85. O modelo de incertezas limitou-se ao Markoviano clássico a dois estados, com dados típicos semelhantes aos utilizados na Tabela II de [33].

Como se sabe, o tipo de espaço probabilístico analisado e sua forma de análise são determinados pelo analista. Assim, a definição do tipo de estudo probabilístico desejado enseja a definição de inúmeros protocolos, como por exemplo, análise apenas do parque gerador, análise apenas da rede de transmissão em níveis de tensão e regiões selecionadas, análises discriminando elementos (i.e., linhas, transformadores, geradores), análises diversas compondo simultaneamente incertezas na geração e transmissão. Além disso, o espaço probabilístico de estados considerado admite avaliação por diversas nuances de enumerações e simulações Monte Carlo, nas quais podem ser testadas diferentes combinações de tolerâncias, sementes e abrangências espaciais. Fica então evidente que um grande número de protocolos pode ser definido, sendo essencial que as características do mesmo sejam absolutamente transparentes para que os resultados da análise de confiabilidade realizada tenham alguma utilidade prática e sejam rigorosamente reproduzíveis por qualquer analista.

Para o caso de referência deste artigo (configuração SIN Abril/Setembro 2014, carga pesada-AS14P), adotou-se o espaço de estados probabilísticos mais abrangente possível, incluindo o parque gerador (G), a rede básica (RB) e a rede não básica (RnB). Este experimento além de inédito é relevante porque apresenta um importante paradigma preliminar dos níveis de risco do SIN, sob o ponto de vista estático (análise de adequação).

São possíveis diversas formas de monitoração dos carregamentos dos ramos do sistema, como por exemplo, a monitoração de carregamentos em MW pelo limite do regime de operação normal (esse critério é justificado como folga para a segurança do sistema), pelo limite de regime em emergência ou considerando potências aparentes. Na investigação encetada utilizou-se o monitoramento por potência ativa (MW).

São também possíveis duas formas de monitoração dos níveis de tensão nos barramentos de carga, considerando os valores admissíveis em condições normais ou de emergência. Também podem ser discriminados barramentos com ou sem carga. No caso de referência adotaram-se limites normais distintos dos limites de emergência, consoante os critérios utilizados em [33,39], apenas para barramentos com carga.

Dispõe-se de ampla gama de possibilidades de uso de medidas corretivas para eliminação de violações através de algoritmo de fluxo de potência ótimo, contemplando, entre outras, a otimização da tensão das unidades geradoras, posições dos tapes de transformadores, redespacho de potência ativa. Na investigação em tela recorreu-se a todas as medidas corretivas disponíveis. Porém, cabe observar que pelos critérios dos Procedimentos de Rede [39], o redespacho de potência ativa deve ser inibido, visando propiciar uma folga operativa, no ambiente de operação de curto prazo. A premissa aqui adotada justifica-se no intuito de explorar todos os recursos de manobra disponíveis no sistema. São possíveis inúmeras combinações de delimitação das áreas elétricas para controle e monitoração das violações. Nesta avaliação todas as áreas elétricas do SIN foram ativadas.

A atribuição de taxas de falha e tempos médios de reparo pode ser individualizada para cada linha, transformador ou gerador, ou atribuída por representatividade estatística, como preconizado pelos Procedimentos de Rede. Nessa avaliação, a técnica usada para a atribuição de incertezas às linhas de transmissão do SIN baseia-se na estimação dos comprimentos das mesmas, de acordo com os valores da Tabela I de [33]. A estimação do comprimento aproximado das linhas de transmissão em km é realizada por meio da expressão $l = 7,8 (X.B)^{1/2}$, onde X é a reatância da linha em % e B é a susceptância da linha em Mvar. A técnica utilizada para a atribuição de incertezas aos transformadores do SIN baseia-se na tensão mais elevada do equipamento, de acordo com a Tabela I de [33].

3.1 Sumário das Premissas do Protocolo de Referência (#1)

Os tópicos a seguir elencados são relevantes para a caracterização do protocolo (#1) de análise de riscos e exemplificam alguns dos principais aspectos que necessariamente devem ser explicitados, dado que estes condicionam os resultados obtidos:

- **Sistema:** SIN, configuração Abril-Setembro 2014, carga pesada (AS14P): 5.613 barras, 7.980 circuitos (4.931 linhas de transmissão + 3.049 trafos), 1.267 usinas, capacidade instalada 92.300 MW, geração do caso base 83.634 MW, carga monitorada 80.080 MW. Observa-se que o sistema contém elos CC que foram equivalentados;
- **Barra de referência ('swing'):** Ilha Solteira;
- **Modelagem da carga:** patamar único (carga pesada), probabilidade unitária, sem incertezas;
- **Solução do caso base de fluxo de potência:** Algoritmo de Newton (AC) para a rede sem contingências, sendo usados todos os controles disponíveis: (redespacho ativo e reativo, tapes), notando-se a ausência de violações graves no caso-base de fluxo de potência;
- **Critério de tratamento dos limites de tensão:** limites normais inferiores e superiores diferenciados em relação aos limites de emergência inferiores e superiores p/ todas as barras, em todos os níveis de tensão;
- **Critério de tratamento dos limites de carregamento:** foram considerados os limites normais e de emergência (potência aparente MVA) especificados em todos os ramos;
- **Representação do parque gerador:** todo o parque gerador foi representado por máquinas individualizadas, com limites de potência ativa e reativa superiores e inferiores especificados, modeladas a dois estados, com incertezas individualizadas conforme especificadas. Os limites inferiores de potência ativa foram tomados como nulos nos casos não especificados. A representação por classe de usina foi usada para a atribuição de incertezas;
- **Incertezas da malha de transmissão:** atribuídas incertezas a todos os ramos (linhas e transformadores) de todos os sistemas, a partir da tensão de 69 kV (inclusive);
- **Porte do espaço probabilístico c/ todo o parque gerador e toda a malha de transmissão até 69 kV:** o sistema tratado gerou 7.982 elementos topológicos (4.384 ramos de linhas de transmissão + 2.087 ramos de trafos de 2 enrolamentos + 304 ramos de trafos de 3 enrolamentos + 1.207 unidades geradoras sujeitas a falhas). Dentre estes, por motivo de conveniência prática, foram atribuídas incertezas a apenas 7.322 elementos, ou seja, o porte do espaço probabilístico para a configuração do SIN para a carga pesada em Abril-Setembro 2014 atingiu 2^{7322} estados ($\sim 10^{2204}$);
- **Medidas corretivas:** ativadas através de fluxo de potência ótimo com função objetivo "mínimo corte de carga";
- **Monitoração dos limites de carregamento de ramos, sob condição de contingências:** foram monitorados os limites de emergência do fluxo de potência ativa nos ramos;
- **Monitoração dos níveis de tensão de barras, sob condição de contingências:** foram monitoradas as condições de emergência modeladas para as barras do sistema (barras com cargas);
- **Região de controle sob contingências:** todas as áreas elétricas do SIN foram liberadas para eliminar eventuais violações;
- **Região e Tipo de monitoração sob contingências:** todas as áreas elétricas do SIN foram monitoradas, houve monitoração de violações de fluxos, geração reativa, geração ativa na barra de referência, monitoração da tensão de barras de carga com carga;
- **Contingências de transmissão solicitadas:** todos os ramos eletricamente significativos do SIN, incluindo linhas aéreas, cabos, transformadores (a partir da tensão 69 kV inclusive);
- **Contingências de geração solicitadas:** todas as unidades geradoras do SIN foram passíveis de desligamentos;
- **Medidas corretivas inibidas para eliminação de violações sob condições de contingências, via fluxo de potência ótimo:** no protocolo de referência não foi utilizado nenhum inibidor;
- **Tipo de análise de confiabilidade solicitada:** Monte Carlo não sequencial clássica (nenhuma técnica de redução de variância foi empregada), com incertezas na geração e transmissão, propondo 100 000 sorteios como meta inicial (não atingida), coeficiente de variação β igual a 3% para a LOLP e 3 % para EPNC, semente 1513. Vários índices tradicionais de confiabilidade foram obtidos, sendo os seguintes apresentados na Tabela 1: severidade (SEV), probabilidade de perda de carga (LOLP – *loss of load probability*), expectância de energia não suprida (EENS), frequência de falha (LOLF – *loss of load frequency*), duração de falha (LOLD – *loss of load duration*), expectância de potência não suprida (EPNS). As equações que relacionam os indicadores de risco são dadas nas Equações (1)-(4):

Tabela 1- Confiabilidade Composta, Monte Carlo, Sistema (G+RB+RñB), Protocolo de Referência (#1), Sistema: SIN (AS14P), Abril-Setembro 2014, Carga Pesada (Horário Tradicional), Fonte: Portal do ONS

SEVERIDADE min	LOLP %	EENS MWh/ano	LOLF ano ⁻¹	LOLD hora	EPNS MW	LOLE h/ano
sistema:	s:77,17	209.723	2.530,66	2,67	23,94	6.760
	g:zero	zero	-	zero	zero	-
157,13 (1 pu)	c+t:77,17	209.723	-	-	23,94	6.760
	$\beta=1,80$	$\beta=4,57$	$\beta=17,36$	$\beta=17,01$	$\beta=4,57$	$\beta=1,80$
Assinatura (%) G+RB+RñB = 7 322 componentes	Fração de espaço analisado %	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ pro- blemas (violações)	Eventos c/ cortes	Casos retirados	
					Total	%
0,000765 %	não se aplica	1.130	1.106	872	86	7,07

Notas: Tempo de processamento dedicado: 19 m 27 s, Eficácia das medidas corretivas (EFM): 21,16 %, Carga monitorada: 80.080 MW, Semente=1.513, Sorteios = 1.216 (não convergente ao critério 3%).

$$\text{SEV (min)} = (60 \times \text{EENS}) / \text{Carga Máxima}_{\text{MW}} \quad (1)$$

$$\text{EENS (MWh/ano)} = \text{EPNS} \times 8760 \quad (2)$$

$$\text{LOLE (horas/ano)} = \text{LOLP}_{\text{pu}} \times 8760 \quad (3)$$

$$\text{LOLD(h)} = \text{LOLE} / \text{LOLF} \quad (4)$$

3.2 Resultados do Protocolo de Referência (#1)

Os modos de falha monitorados incluíram violações de tensão, carregamento, limites de geração de potência reativa, ilhamentos e défices de geração. Todas as medidas corretivas foram acionadas via fluxo de potência ótimo CA, monitorando fluxos ativos (MW), com limites de emergência para fluxos e tensões de todas as barras. Os resultados para o protocolo de referência (#1) são mostrados na Tabela 1. Foram utilizados processadores de 2.8 GHz, 6 GB RAM e 64 bits.

O objetivo deste experimento inicial, registrado na Tabela 1, foi a simples obtenção de um padrão de referência para fins de comparação (protocolo #1). Por este motivo foi adotada uma modelagem bem abrangente, visando capturar variadas fontes de riscos, por simulação Monte Carlo da geração e transmissão (análise de confiabilidade composta, global ou híbrida), com coeficientes de variação situados em torno de 3% (não atingido para a EENS).

Nessa Tabela 1, destacou-se o índice de severidade do sistema (157,13 min), em virtude das diversas características virtuosas desse indicador, já amplamente discutidas na literatura do assunto [33]. Por este motivo, o seu valor pode ser tomado como base de referência de risco comparativo, atribuindo-se ao resultado da aplicação do protocolo utilizado o valor simbólico de 1pu. De acordo com a classificação proposta em [33], esse nível de risco se enquadra na categoria 3 e indicaria “sérios impactos para diversos agentes”. Entretanto, o aparente elevado nível de risco do sistema (157 minutos de severidade) não constituiria surpresa, dado que a avaliação realizada é muito conservativa, limitando-se apenas à carga pesada. Isso foi corroborado em avaliações recentes [41] as quais indicaram que, para o SIN, o patamar de carga pesada, e sua vizinhança estatística, ocorre apenas durante 33% do tempo. Outro fator que contribuiu para o alto risco foi a inclusão na análise da denominada rede não básica, até o nível de 69 kV, onde há muitos circuitos radiais singelos. Este elevado valor de risco é corroborado pelo indicador LOLP (probabilidade de perda de carga) com o montante de 77,2%. Não obstante, deve ser lembrado que a LOLP não discrimina as gravidades de diferentes falhas, contabilizando igualmente uma falha catastrófica da mesma forma que uma outra falha quase imperceptível. Sob a perspectiva da frequência de falhas, verifica-se aproximadamente um modo de falha a cada 3,5 horas, ou seja quase 7 falhas por dia. Na eventual presença de um traço (i.e., “-”), o cálculo numérico do indicador não foi possível por dificuldades computacionais do algoritmo utilizado.

Os demais indicadores são tradicionais [33], notando-se que os mesmos são tentativamente decompostos, sempre que possível, em parcelas associadas unicamente ao efeito da geração (i.e., “g”) e ao efeito da soma (i.e., “c+t”), que representa a combinação de falhas compostas associadas a falhas da transmissão. O valor total do indicador é dado como “s=g+c+t”. É importante aqui notar que o modo de falha “défice de geração”, calculado consoante o protocolo #1, foi dado como nulo para o SIN, notando-se, porém, que as fontes primárias de energia (água, carvão, óleo, gás, vento, etc.) foram implicitamente consideradas sem falhas (o que não é verdade para situações de racionamento). Isso significa que a capacidade instalada de geração (92.300 MW) prevista para 2014 seria suficiente para atender o pico de carga (80.080 MW), se não houvesse carência das fontes primárias.

O coeficiente de variação β indica a precisão do índice obtido, ou seja, quanto menor o valor de β , melhor a precisão obtida. Observa-se que o critério de 3% nem sempre é passível de obtenção para todos os indicadores, sendo frequentemente muito sofrível no caso dos índices LOLF e LOLD (β em torno de 17%). Nesse experimento, diversas sementes foram testadas sem possibilidade de melhoria. Para a situação investigada o critério desejado (3%) foi atingido apenas para a LOLP, com $\beta=1,80\%$.

A fração do espaço probabilístico analisado (ou abrangência) é um controle útil para as simulações baseadas em técnicas de enumeração. No caso da simulação Monte Carlo esse controle não se aplica. Observa-se que foram sorteadas (1130 + 86 = 1216) topologias, das quais 7,07 % (86/1216) mostraram-se praticamente inviáveis para uma operação elétrica real. Entre as topologias sorteadas viáveis apenas (1130-1106=24) apresentaram-se sem violações. Também a destacar que houve o abandono das 86 configurações inviáveis, indicando que nestas configurações ocorreu um alto grau de dificuldade para alcançar sucesso durante o processo de otimização empregado nas medidas corretivas invocadas.

A assinatura da configuração estudada (0,000765%) é a probabilidade do estado representativo do sistema completo, ou seja, sem nenhuma contingência, nem de geração (G), nem de transmissão (RB- rede básica e RñB- rede

não básica). Para o sistema aqui estudado, (AS14P), esse estado é composto por 7322 elementos (G+RB+RñB) sujeitos a risco de falhas. A monitoração da assinatura do sistema é relevante porque ela indica o porte e a complexidade do sistema investigado. A identidade ou similaridade próxima de assinaturas indica que as configurações comparadas ou são iguais, ou são muito semelhantes. Por outro lado, cautela especial deve ser empregada quando da comparação de sistemas com assinaturas com ordens de grandeza muito díspares.

Cabe destacar que a eficácia dos recursos corretivos (obs.: a eficácia é dada pela expressão $[1-(LOLP/PPS)] \times 100$, onde PPS é a probabilidade de problema no sistema, antes das medidas corretivas) alcança um patamar de 21,16%, o que reflete a folga de flexibilidade operativa do sistema brasileiro interligado.

4.0 - RISCO DO SIN PARA PROTOCOLOS ALTERNATIVOS E OUTRAS TOPOLOGIAS

As Tabelas 2 e 3 apresentam um conjunto de alguns resultados adicionais selecionados, visando exemplificar a aplicação de protocolos distintos, com o intuito de evidenciar a larga amplitude estatística dos indicadores de risco (i.e., a faixa de variação entre o menor e o maior valor do indicador). Esses resultados demonstram a extrema importância do estrito condicionamento da avaliação de confiabilidade de sistemas de potência ao protocolo usado. Em outras palavras, essa constatação significa que o simples conhecimento dos valores numéricos dos indicadores de risco é desprovido de utilidade prática caso não seja minuciosamente conhecido o protocolo que o originou. Nesse contexto, o “verdadeiro” risco de um sistema de potência qualquer depende diretamente do protocolo usado, que deve prévia e forçosamente ser explicitado em detalhes. Assim, esse caráter multifacetado dos índices de risco é um dos principais empecilhos para o uso corriqueiro da análise de confiabilidade como ferramenta gerencial de diagnose e gestão nas empresas. A superação desse obstáculo passa pelo uso regular de um conjunto de protocolos julgados adequados para cada tipo de análise. O acúmulo de experiência com o uso desses protocolos, aliado à comparação de resultados advindos de protocolos compatíveis, poderá transformar a análise probabilística de riscos em subsídio efetivamente relevante para a operação e o planejamento de sistemas de potência.

Na Tabela 2 são apresentados resultados oriundos de protocolos visando evidenciar vários efeitos, incluindo entre eles o da variação de patamares de carga, (vide #7, 8, 9), o efeito da evolução temporal das topologias (vide # 7, 1,12), tipos de simulação (vide #1,11) e diferentes classes de contingências (vide #11,13,14,15). Nessa tabela cabe observar que a assinatura do sistema se refere sempre à composição (G+RB+RñB), enquanto na Tabela 3, as assinaturas se referem às diversas alternativas. Particularmente no caso dos resultados da aplicação dos protocolos # 7, 8 e 9, observa-se que o valor de risco em carga média é superior ao obtido em regime de carga pesada. Isso ocorreu porque o horário onde a verdadeira carga pesada está ocorrendo no SIN sofreu um deslocamento recente e a nomenclatura ainda usada no setor elétrico para denominar os diferentes regimes de carga ao longo do dia está obsoleta e ainda não foi devidamente atualizada pelas entidades responsáveis. Investigações recentes [41] mostraram que os denominados patamares de carga pesada, média e leve do SIN dividem-se em proporções de tempo aproximadamente iguais a 33%, 60% e 7%, respectivamente. Assim foi possível estimar o nível de risco global do SIN em abril de 2013 expresso pela severidade como igual a 197 minutos e a LOLP como 91%. Caberia agora responder se esse nível de risco verificado agradou à população servida, face às tarifas cobradas e às empresas do setor, face o balanço entre receitas e investimentos. A resposta a esse questionamento demanda investigações aprofundadas.

Comparando os riscos do SIN expressos pela severidade nos anos 2013, 2014 e 2021, nota-se (vide protocolos #7,1,12) que houve uma redução de risco do SIN no intervalo 2013-2014, como efeito das obras de reforço implementadas visando à adequação do sistema durante a realização da disputa mundial de futebol no Brasil em 2014. Por outro lado, observa-se uma indicação de elevado risco para o horizonte de 2021 (vide #12). Essa tendência é possivelmente devida a causas como a massiva inserção de geração distribuída (eólica, etc.) conectada à rede não básica (tensões 138, 69 kV) aliada à ausência de implementação dos necessários recursos de manobra operativa, duplicação de ramais singelos, etc. O valor da LOLP igual a 100%, embora obtido com baixo respaldo estatístico, indica que neste caso foi detectada a presença de violações incontornáveis em todos os sorteios.

Os protocolos #1 e 11 apresentam a clássica comparação [34] entre os métodos de cálculo de risco por simulação Monte Carlo e por enumeração de estados, comprovando o que já é de conhecimento público há longo tempo: a grande diferença de resultados em virtude da baixa abrangência (0,0098%) da análise do espaço probabilístico de estados que é peculiar ao processo de enumeração. Não obstante, esse tipo de investigação tem sua utilidade revelada através do cálculo do grau de aderência ao critério “n-1”, neste exemplo situado em 83% (vide #11).

Os protocolos #11,13,14,15 concentram a investigação sobre o efeito de diferentes classes de contingências, ou seja, para uma mesma assinatura do conjunto (G+RB+RñB) essa investigação verifica a partilha do risco separadamente nos segmentos G, RB e RñB. A nulidade de risco sugerido pelo protocolo #13 é um resultado já sobejamente conhecido e explicado, enquanto o resultado do protocolo #15, embora numericamente inédito, já foi intuído qualitativamente no âmbito do setor, mostrando um preocupante nível de contribuição para o risco sistêmico oriundo da rede não básica. É importante aqui relembrar que, para fins de facilidade de cálculo, todos os protocolos usados neste artigo tomaram como premissa básica a ausência completa de risco nas fontes primárias de energia (FPE). Sabendo-se então que a eventual carência das fontes primárias é um fato plausível, conclui-se que “verdadeiro” risco global do SIN é necessariamente superior àquele apontado pelos protocolos aqui usados. Uma melhor avaliação do “verdadeiro” nível de risco global do SIN deverá forçosamente basear-se numa modelagem com segmentos de contingências na forma (FPE+G+RB+RñB), ainda não disponível de forma integrada. Na Tabela 3, o foco da investigação se concentra numa única topologia (Abril-Setembro 2014, carga pesada, fonte: portal do ONS), porém abordando diversas assinaturas geradas por combinações de vários segmentos (a saber: G, RB, RñB, RB+RñB, G+RB, G+RñB), tratadas tanto por enumeração, quanto por simulação Monte Carlo. A combinação

Tabela 2 - Confiabilidade Composta, Carga com Patamar Único, Protocolos Alternativos, Topologias: SIN Abril 2013 (ABR13), SIN Abril-Setembro 2014 (AS14P), SIN 2021 Norte Exportador, Fonte: Portais do ONS e EPE

-(# Protocolo) -Nível Carga -Topologia -Composição Espaço Probabilístico -Assinatura %	Classes de Contingências (Casos abandonados)	Tipo de Simulação	SEVERIDADE min β (%)	LOLP % β (%)	LOLF ano ⁻¹ β (%)
(# 7) Pesada-1 pu Abril-2013 G+RB+RñB 0.001864%	geração+ rede básica + rede não básica (264)	Monte Carlo 2446 sorteios Semente = 1519 EMC = 16.52% Tempo = 1 h 50 m	186.15 $\beta=3.00$	80.84 $\beta=1.26$	1568.7 $\beta=18.60$
(# 8) Média-0.986 pu Abril-2013 G+RB+RñB 0.002303%	geração+ rede básica + rede não básica (109)	Monte Carlo 1873 sorteios Semente = 7777777 EMC = 0.86% Tempo = 4 h 7 m 41s	205.97 $\beta=3.64$	98.19 $\beta=0.66$	não obtido
(# 9) Leve-0.606 pu Abril-2013 G+RB+RñB 0.005847%	geração+ rede básica + rede não básica (54)	Monte Carlo 2813 sorteios Semente = 1519 EMC = 23.74% Tempo = 2h 5m 25s	165.05 $\beta=3.56$	74.99 $\beta=1.13$	2608.0 $\beta=9.80$
(# 1) Protocolo Referencial Pesada-1 pu (80 080 MW) Abr-Set 2014 G+RB+RñB 0.000765%	geração+ rede básica + rede não básica (86)	Monte Carlo 1216 sorteios Semente = 1513 EMC = 21.16% Tempo = 19m 27s	157.13 $\beta=4.57$	77.17 $\beta=1.80$	2530.7 $\beta=17.36$
(# 11) Pesada-1 pu Abr-Set 2014 G+RB+RñB 0.000765%	geração+ rede básica + rede não básica (27)	Enumeração simples Abrangência: 0.0098% Aderência n-1= 83.0% EMC = 51.65% Tempo = 9m 54s	0.0011	0.0011	0.08
(# 12) Pesada-1 pu 2021 NExp G+RB+RñB 0.000021%	geração+ rede básica + rede não básica (6)	Monte Carlo 30 sorteios Semente = 1517 EMC= zero Tempo = 4m 19s	431.46 $\beta=16.6$	100 $\beta=9.70$	não obtido
(# 13) Pesada-1 pu Abr-Set 2014 G+RB+RñB 0.000765%	geração (zero)	Enumeração simples Abrangência: 0.0046% Aderência n-1= 100% EMC = - Tempo = 37s	zero	zero	zero
(# 14) Pesada-1 pu Abr-Set 2014 G+RB+RñB 0.000765%	rede básica (7)	Enumeração simples Abrangência: 0.0029% Aderência n-1= 93.6% EMC = 79.32% Tempo = 3m 40s	0.0003	0.00011	0.0011
(# 15) Pesada-1 pu Abr-Set 2014 G+RB+RñB 0.000765%	rede não básica (21)	Enumeração simples Abrangência: 0.0038% Aderência n-1= 73.4% EMC = 33.00% Tempo = 5m 48s	0.0008	0.00095	0.075

Notas: EMC – eficácia das medidas corretivas, Abril 2013 carga pesada = 72,172 MW; Abril-Setembro 2014 carga pesada = 80080 MW; 2021 Norte Exportador carga pesada = 105329 MW. Composição do Espaço Probabilístico (G+RB+RñB) em Abril-Setembro 2014 c/ 7322 componentes.

completa G+RB+RñB já foi esmiuçada na Tabela 2. O protocolo #16 apresenta uma investigação aprofundada da malha de transmissão completa (RB+RñB) que produziu um significativo indicativo de risco por severidade no valor de 541minutos, obtido em mais de 5 dias de processamento. A mesma análise realizada por enumeração simples (#17), em pouco mais de 1 hora de processamento, denuncia um risco de apenas 0,45 minutos, quase 1000 vezes inferior ao anterior, ilustrando de forma veemente quão crucial é a definição prévia do protocolo em uso.

Os protocolos #18 e 19 proporcionam uma interessante visão das responsabilidades proporcionais das redes básica e não básica nos níveis de risco da malha de transmissão brasileira. Nota-se que todos os protocolos investigados na Tabela 3 abordam topologias onde as incertezas são representadas em um número mais reduzido de componentes e, por conseguinte, as assinaturas são maiores do que as mostradas na Tabela 2. Os protocolos # 8 a 24 tratam diferentes combinações de assinaturas e classes de contingências, apresentando resultados inéditos envolvendo os dois segmentos da malha de transmissão (rede básica e rede não básica). Em particular, a comparação dos protocolos #21 e 22 novamente ressalta de modo expressivo como as diferenças entre premissas e dados utilizados provoca alterações significativas nos índices de risco obtidos. Os critérios e a topologia utilizados no protocolo #22 sofreram variações em relação àqueles usados na aplicação do protocolo #21, resultando em valores de risco distintos. Não apenas as assinaturas são distintas, como também foi permitido o redespacho de potência ativa para eliminar violações no caso do protocolo #22.

Tabela 3 - Confiabilidade Composta, Carga c/ Patamar Único, Protocolos Alternativos, Topologia: SIN Abril-Setembro 2014 Pesada (AS14P), Espaços Probabilísticos Diversos, Fonte: Portal do ONS

- (# Protocolo), Nivel Carga - Topologia - Composição Espaço Probabilístico - Assinatura %	Classes de Contin- gências (Casos abandonados)	Tipo de Simulação	SEVERIDADE min β (%)	LOLP % β (%)	LOLF ano ⁻¹ β (%)
(# 16), Pesada Abr-Set 2014 RB+RnB 0.103348%	rede básica + rede não básica (7120)	Monte Carlo 29685 sorteios Semente = 1513 EMC = 16.98% Tempo = 5d 19h 21m	541.08 $\beta=3.00$	75.96 $\beta=0.50$	1577.6 $\beta=6.16$
(# 17), Pesada Abr-Set 2014 RB+RnB 0.103348%	rede básica + rede não básica (156)	Enumeração simples Abrangência: 0.79% Aderência n-1= 79.7% EMC = 42.03% Tempo = 1h 21m 3s	0.4514	0.15	10.0
(# 18), Pesada Abr-Set 2014 RB+RnB 0.103219%	rede básica (65)	Enumeração simples Abrangência: 0.38% Aderência n-1= 90.9% EMC = 67.57% Tempo = 31m 55s	0.3729	0.019	0.16
(# 19), Pesada Abr-Set 2014 RB+RnB 0.103219%	rede não básica (98)	Enumeração simples Abrangência: 0.51% Aderência n-1= 71.91% EMC = 33.54% Tempo = 50m 41s	0.0966	0.12	9.78
(# 20), Pesada Abr-Set 2014 RB 6.202578%	rede básica (4229)	Monte Carlo 40466 sorteios Semente = 1513 EMC = 61.67% Tempo = 35 h	400.23 $\beta=3.00$	17.83 $\beta=1.14$	104.1 $\beta=9.15$
(# 21), Pesada Abr-Set 2014 RB 6.202578%	rede básica (65)	Enumeração simples Abrangência: 22.78% Aderência n-1= 90.9% EMC = 67.57% Tempo = 32m 28s	22.41	1.16	9.34
(# 22), Pesada Abr-Set 2014 RB 9.222054%	rede básica (20)	Enumeração simples Abrangência: 30.97% Aderência n-1= 91.01% EMC = 51.45% Tempo = 5m 22s	Protocolo dos Procedimentos de Rede [33], [39]		
			4.18	1.64	14.82
(# 23), Pesada Abr-Set 2014 RnB 1.664129%	rede não básica (496)	Monte Carlo 2781 sorteios Semente = 1513 EMC = 16.24% Tempo = 3h 19m 7s	97.99 $\beta=3.00$	68.84 $\beta=1.66$	1989.0 $\beta=13.78$
(# 24), Pesada Abr-Set 2014 RnB 1.664129%	rede não básica (98)	Enumeração simples Abrangência: 8.23% Aderência n-1= 71.91% EMC = 33.54% Tempo = 58m 58s	1.56	2.00	157.58
(# 25), Pesada Abr-Set 2014 G + RB 0.045975%	geração + rede básica (224)	Monte Carlo 26209 sorteios Semente = 1513 EMC = 84.51% Tempo = 4h 25m 24s	43.10 $\beta=3.00$	12.77 $\beta=1.62$	127.74 $\beta=8.00$
(# 26), Pesada Abr-Set 2014 G + RB 0.045975%	geração + rede básica (7)	Enumeração simples Abrangência: 0.41% Aderência n-1= 94.7% EMC = 86.10% Tempo = 4m 17s	0.019	0.0064	0.06
(# 27), Pesada Abr-Set 2014 G + RnB 0.012335%	geração + rede não básica (128)	Monte Carlo 1394 sorteios Semente = 1513 EMC = 23.24% Tempo = 23m	118.95 $\beta=3.90$	74.09 $\beta=1.87$	2548.93 $\beta=14.68$
(# 28), Pesada Abr-Set 2014 G + RnB 0.012335%	geração + rede não básica (21)	Enumeração simples Abrangência: 0.12% Aderência n-1= 76.7% EMC = 43.10% Tempo = 6m 31s	0.013	0.015	1.21
(# 29), Pesada Abr-Set 2014 G 0.741226%	geração (2137)	Monte Carlo 6064 sorteios Semente = 1513 EMC = zero Tempo = 15 h	1737.0 $\beta=3.00$	54.19 $\beta=1.75$	95.67 $\beta=10.76$

Notas: EMC – eficácia das medidas corretivas, Abril-Setembro 2014 carga pesada = 80080 MW; Composição do Espaço Probabilístico (G+RB+RnB) em Abril-Setembro 2014 c/ 7322 componentes.

Os protocolos #25 a 29 apresentam outro conjunto de investigações inéditas para o SIN. Por exemplo, o protocolo #25 indica um significativo resultado ao revelar o risco composto oriundo do parque gerador combinado com a rede básica, indicando uma severidade de 43 minutos e uma LOLP igual a 12,8%, equivalente a 1119 horas/ano de indisponibilidade. O protocolo #29 aborda exclusivamente o parque gerador, porém com as restrições de transmissão modeladas e todas as medidas corretivas inibidas. Neste caso, o alto nível de risco identificado não advém de défices de geração, mas de violações de carregamento e tensões na malha de transmissão. A LOLP atinge 54% e pelas condições impostas reflete, na verdade, a probabilidade de problemas no sistema (PPS).

5.0 - CONCLUSÃO

A busca de estratégias para evitar a perda da proficiência na análise probabilística de riscos passa necessariamente pela urgente educação dos escalões gerenciais, motivação dos novos profissionais e criação de um organismo nacional de cunho técnico e autonomamente responsável pela tríade envolvendo a monitoração, diagnose e gestão dos riscos do sistema elétrico nacional, com ênfase particular nas duas últimas etapas. Adaptações dos modelos de atuação usados em outros países poderiam ser tentativamente trilhadas: e.g., NERC – North American Electric Reliability Corporation e CEA – Canadian Electric Association. Investigações de âmbito nacional envolvendo estimativas dos custos do déficit [5] e custos de interrupção [14] devem ser novamente efetuadas, porém em intervalos regulares visando subsidiar de forma sólida a diagnose e a gestão dos riscos do SIN. Devem também ser urgentemente recuperados os mecanismos de coleta, tratamento e divulgação regular de estatísticas de desempenho sistêmico e de componentes, aos moldes do NERC e CEA. Nas universidades, a manutenção e reforço dos poucos núcleos de pesquisa ainda atuantes, associados à análise de confiabilidade de sistemas de potência, deve ser fortemente incentivada. A formação de novos núcleos em outras instituições deve ser buscada. As atividades do centro de pesquisas da Eletrobrás neste tema devem sofrer uma forte reordenação voltada para o atendimento específico subordinado às necessidades reais das empresas do setor elétrico. A implementação dessas ações deveria ser baseada em sereno consenso institucional, e não no usual “burburinho” atarantado dos instantes seguintes de grandes blecautes, ou no desconforto dos racionamentos, como já ocorreu no passado. Novos desafios relacionados à inserção de geração distribuída, eólica, solar, proliferação de auto-geradores e micro-redes inteligentes, transporte elétrico e a própria complexidade crescente da grande malha elétrica nacional tornam a análise de riscos ainda mais complexa e, por isso mesmo, crucial para o bem-estar futuro da sociedade brasileira. Além da criação do ente nacional responsável pela monitoração, diagnose e gestão da confiabilidade do sistema elétrico brasileiro (disponibilizando relatórios similares ao NERC), tópicos adicionais de pesquisa de grande interesse podem ser sugeridos: i) análise integrada de risco conjunando os segmentos elétrico e energético; ii) desenvolvimento comercial da análise de segurança dinâmica considerando incertezas; iii) inclusão da análise nodal (subestações) e dos sistemas de proteção nas avaliações de adequação e segurança; iv) implementação de novas técnicas de simulação e modelos de geração renovável (e.g., eólica) em programas comerciais; v) revisão de critérios de risco em bases probabilísticas, buscando-se interpretações estatisticamente consistentes entre indicadores pretéritos e preditivos, detecção de desequilíbrios nos níveis de confiabilidade locais via índices de Gini, alocação regional segura da reserva girante, etc. Sinais claros de preocupação com os riscos operativos do SIN têm sido recentemente dados pela sociedade brasileira, sendo evidente que cabe aos profissionais do setor elétrico pronta e adequadamente avaliá-los. Assim, com o intuito de prover subsídios para o provimento dessa urgente necessidade, o presente artigo apresentou diversos resultados recentes que espelham os níveis de risco do sistema elétrico brasileiro, apontando ainda um dos principais motivos que têm dificultado a ampla difusão e uso prático dessa análise nas empresas do setor e sugerindo uma possível trilha para a busca de uma boa solução. Entre as contribuições deste artigo, destaca-se então a evidência da 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, a representação de incertezas utilizada e as técnicas de cálculo adotadas. Isso foi demonstrado pela grande amplitude estatística do índice de severidade e dos demais indicadores de confiabilidade, naturalmente decorrente da ampla variabilidade de hipóteses usadas [41]. 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 [39], que já nortearam em passado recente os estudos de confiabilidade que eram realizados em algumas empresas no Brasil.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Subgrupo de Confiabilidade (SGC), Confiabilidade de Sistemas Elétricos: Índices e Critérios, Eletrobrás, GCPS/CTST/GTCP/SGC/RF. 001.83, Rio de Janeiro, Dez 1983.
- [2] Schilling M.Th. (Editor) et al., *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, Dez 1985.
- [3] SGC, *Avaliação da Confiabilidade em Planejamento: Aplicação ao Sistema Elétrico Brasileiro*, **VIII SNPTEE**, Grupo VII, GPL, SP/GPL/08, São Paulo, Mai 1986.
- [4] SGC, *Avaliação da Confiabilidade do Sistema de Transmissão Brasileiro Planejado*, **IX SNPTEE**, BH/GPL/07, Belo Horizonte, Out 1987.
- [5] d'Araujo R.P. (Coordenador, Furnas), *Relatório Final, Comissão para Estudo do Custo do Déficit*, **Eletrobrás/GCPS/ SEC/CDEF/001.88**, Rio de Janeiro, Jul 1988.
- [6] 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.
- [7] 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.
- [8] Schilling M. Th., Fontoura R.N., Praça J.C.G. et al., *Aplicação Prática de Critérios Probabilísticos*, **X SNPTEE**, CTBA/GPL-14, Curitiba, Out 1989.

- [9] SGC, *Confiabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro*, **X SNPTEE**, GPL-15, Curitiba, Out 1989.
- [10] Morozowski F.º M., Melo A.C.G., Pereira M.V.F., Pinto M.L.V.G., Ramos D.S., *Transmission System Projects Priority Evaluation and Ranking: Computer Model and Results*, **IEEE Trans. on PWRs**, vol. 5, no. 3, pp. 1017-1023, Aug 1990.
- [11] Mello J.C.O. et al., *Confiabilidade de Sistemas de Geração/Transmissão de Grande Porte*, **XI SNPTEE**, GPL, RJ, Out 1991.
- [12] Schilling M.Th., *Discriminação dos Níveis Adequados de Confiabilidade de Sistemas de Potência*, **IX CBA**, Vitória, vol. 1, pp. 312-317, Set 1992.
- [13] Melo A.C.G., Mello J.C.O., Romero S.P., Oliveira G.C., Fontoura R.N., *Avaliação Probabilística do Desempenho do Sistema Interligado Brasileiro*, **IV SEPOPE**, SP-48, Foz do Iguaçu, Mai 1994.
- [14] Massaud A.G., Schilling M.Th., Hernandez J.P., *Electricity Restriction Costs*, **IEE Proc., Part C, Generation, Transmission, Distribution**, vol. 141, no. 4, pp.299-304, Jul 1994.
- [15] 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.
- [16] Silveira M.A.N., Costa P.A.P., Fontoura R.N., Mello J.C.O., *Determinação da Confiabilidade Composta do Sistema Sul-Sudeste Brasileiro*, **XIII SNPTEE**, GPL-06, Florianópolis, 1995.
- [17] Schilling M.Th., Martelotta Soares N.H., Luz J.C.F., *Discernimento de Indicadores de Risco*, **Eletroevolução**, Cigré-Brasil, no. 13, pp. 30-38, Set 1998.
- [18] Bianco A., Dornellas C.R.R., Schilling M.Th., *Power System Nodal Risk Assessment: Concepts and Applications*, **Eletroevolução**, no. 20, pp. 11-16, Jun 2000.
- [19] 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, Out 2001.
- [20] Leite da Silva A.M., Cassula A.M., Billinton R., Manso L.A.F., *Integrated Reliability Evaluation of Generation, Transmission and Distribution Systems*, **IEE Proc. Pt. C**, vol.149, no.1, pp.1-6, Jan. 2002.
- [21] Dornellas C.R.R., Schilling M. Th., Melo A.C.G. et al., *Combining Local and Optimized Power Flow Remedial Measures in Bulk Reliability Assessment*, **IEE Proc. in Gen., Trans. and Dist.**, no. 5, pp. 629-634, Sep 2003.
- [22] Schilling M.Th. et al., *Aprendendo com o Blecaute: Extração de um Paradigma Preliminar para a Confiabilidade do SIN*, **XVII SNPTEE**, GOP-025, Uberlândia, Out 2003.
- [23] Schilling M.Th., Rei A.M. et al., *Confiabilidade da Rede Básica*, **XVII SNPTEE**, GAT-022, Uberlândia, Out 2003.
- [24] Soares N.H.M., Schilling M.Th., Lima J.W.M. et al., *Risco Probabilístico de Referência do Sistema Elétrico Brasileiro*, **XVII SNPTEE**, GPL-020, Uberlândia, Out 2003.
- [25] Schilling M.Th. (Ed.), *Adequação da Rede Básica Brasileira*, **IX SEPOPE**, Rio de Janeiro, Mai 2004.
- [26] Schilling M.Th. et al., *Tratamento Estatístico como Causa da Distorção de Indicadores*, **IX SEPOPE**, Rio de Janeiro, Mai 2004.
- [27] Schilling M.Th. et al., *Delineando Critérios Probabilísticos de Planejamento*, **Eletroevolução**, no. 36, pp. 37-46, Set 2004.
- [28] Leite da Silva A.M., Resende L.C., Manso L.A.F., Billinton R., *Well-being Analysis for Composite Generation and Transmission Systems*, **IEEE Trans. on Power Systems**, vol. 19, no. 4, pp. 1763-1770, Nov 2004.
- [29] Negreiros A.V., Torres G.L., Takahata A.Y. Schilling M.Th. et al., *Confiabilidade da Geração, Transmissão, Global e Multiárea do Sistema Brasileiro*, **XVIII SNPTEE**, GPL-23, Curitiba, Out 2005.
- [30] Silveira M.A.N. et al., *Análise dos Índices de Confiabilidade do SIN*, Transmissão de Energia Elétrica, Estudos Associados ao Plano Decenal de Energia, PDE 2007/2016, EPE-DEE-RE-077/2007-r0, **EPE**, Rio de Janeiro, Jun 2007.
- [31] **Eletrobrás**, Centro de Pesquisa, Programa NH2, *Manual do Usuário*, Versão 8.1.0, Rio de Janeiro, Dez 2007.
- [32] Schilling M.Th. et al., *Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Potência no Âmbito do Planejamento da Operação*, **II Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)**, SBSE-210, Belo Horizonte, UFMG/SBA, 11p., Abr 2008.
- [33] Schilling M.Th. et al., *Power System Probabilistic Reliability Assessment: Current Procedures in Brazil*, **IEEE Trans. on PWRs**, vol. 23, no. 3, pp 868-876, Aug 2008.
- [34] Rei A.M., Schilling M.Th., *Reliability Assessment of the Brazilian Power System Using Enumeration and Monte Carlo*, **IEEE Trans. on Power Systems**, vol. 23, no 3, pp 1480-1487, Aug 2008.
- [35] Câmara Neto F., Schilling M.Th., Leite da Silva A.M., *Índices e Critérios de Referência para Análises de Confiabilidade*, **XX SNPTEE**, GPL-21, Recife, Nov 2009.
- [36] Leite da Silva A.M., Sales W.S., Manso L.A.F., Billinton R., *Long-Term Probabilistic Evaluation of Operating Reserve Requirements with Renewable Sources*, **IEEE Trans. on Power Systems**, vol. 25, no. 1, pp. 106-116, Feb 2010.
- [37] Leite da Silva A.M., Fernández R.A.G., Singh C., *Generating Capacity Reliability Evaluation Based on Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Methods*, **IEEE Trans. on Power Systems**, vol. 25, no. 1, pp. 129-137, Feb 2010.
- [38] Câmara Neto F., Schilling M.Th., Leite da Silva A.M., Silveira M.A.N., Rei A.M., *On Uncertainties of Reliability Indices*, **CIGRÉ Biennial Conference**, paper C1-301, Paris, Aug 2010.
- [39] ONS, *Procedimentos de Rede*, Sub-módulo 23.3, Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos, Capítulo 14, *Diretrizes e Critérios para Estudos de Confiabilidade*, pp. 66-86, Rev. 2.0, Brasília, Resolução Normativa **ANEEL** no. 461/11, Vigência 11/11/2011 (acesso on-line Março 2015), http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2011461_36.pdf.
- [40] Lima J.M., Schilling M.Th., Lourenço E.M., *Probabilistic Reliability Assessment in Operation Planning*, **Proc. of the Institution of Mechanical Engineers, Part O: J. of Risk and Reliability**, vol. 226, n. 1, pp. 88-95, Feb 2012.
- [41] Sacramento J.A., *Variabilidade de Índices de Confiabilidade de Sistemas de Potência*, **Dissertação de M.Sc.**, IC/UFF, Niterói, Dez 2012, <http://www.ic.uff.br/index.php/pt/pos-graduacao/teses-e-dissertacoes> (acesso on-line Março 2015).
- [42] Schilling M.Th., Leite da Silva A.M., *Conceptual Investigation on Probabilistic Adequacy Protocols: Brazilian Experience*, **IEEE Trans. on Power Systems**, vol. 29, no. 3, pp. 1270-1278, May 2014.
- [43] Schilling M.Th., Leite da Silva A.M., *Risco do Sistema Elétrico Brasileiro: Passado, Presente e Futuro*, **XIII SEPOPE**, Foz Iguaçu, Mai 2014.



Marcus Theodor Schilling (Rio de Janeiro, 18/07/1951), graduação (PUC/Rio,1974), M.Sc. (COPPE/UFRJ,1979),D.Sc.(COPPE/UFRJ,1985), P.-Eng. (Canadá,1988), FIEEE (2005), foi Engenheiro da Eletrobrás, Ontario Hydro e Professor Titular do Depto. de Engº. Elétrica da Universidade Federal Fluminense (UFF), especializando-se em confiabilidade de sistemas de potência.
(e-le: theodor@vm.uff.br).



Armando Martins Leite da Silva (Rio de Janeiro, 04/02/1954), graduação (PUC/Rio,1975), M.Sc. (COPPE/UFRJ,1977), Ph.D. (UMIST,1980), FIEEE (2000), Professor Titular do Depto. de Engº. Elétrica da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) e da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC/Rio), especializando-se em confiabilidade de sistemas de potência.
(e-le: armando@puc-ri.org.br).

7.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio do CNPq.