



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

FI/GPL/05  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

**GRUPO - VII**

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

**CONFIABILIDADE GERAÇÃO-TRANSMISSÃO NO ESTUDO DA REPOTENCIAÇÃO DE HIDRELÉTRICAS:  
APLICAÇÃO EM CENÁRIO DE EXPANSÃO EÓLICA MASSIVA NA REGIÃO NORDESTE DO BRASIL**

**M. Morozowski\***  
WeSee

**D. Soares Ramos**  
EPUSP

**M. Th. Schilling**  
UFF

**J.A.Oliveira Rosa**  
CESP

**RESUMO**

O suprimento da demanda máxima do Sistema Interligado Nacional (SIN) vem registrando problemas desde 2010, notadamente nos subsistemas Sul e Sudeste. Estes problemas, superados em geral pelo aumento do despacho termelétrico, se intensificaram a partir de 2014, como resultado da entrada em operação de termelétricas licitadas no leilão de energia nova de 2008 (LEN A-5). Além disso, o SIN tende a ficar operativamente mais vulnerável devido à inserção massiva de geração eólica na região Nordeste. Essa inferência, embora intuitiva sob a ótica qualitativa, é não trivial quando se trata de quantificar os efeitos da expansão eólica no Nordeste sobre o desempenho do SIN.

Neste artigo, mostra-se a relevância da análise de confiabilidade composta como respaldo ao dimensionamento do SIN, na medida em que a penetração da fonte eólica acarreta maior vulnerabilidade do sistema a perturbações que podem colocar em risco o desempenho da rede, além de impor pesados custos aos usuários do sistema.

No âmbito deste estudo, parte integrante de um projeto de P&D desenvolvido pela CESP [1], foi realizada uma avaliação da confiabilidade do SIN, em horizonte decenal, buscando-se quantificar o benefício potencial da motorização hidrelétrica adicional, em termos de melhoria dos índices de confiabilidade do SIN. Os resultados evidenciam o benefício que a motorização adicional e/ou repotenciação de hidrelétricas existentes pode trazer ao SIN, frente a uma conjuntura de forte expansão eólica em um subsistema (NE). O redespacho de geração é fundamental para manter o SIN operativo quando à reduzida disponibilidade de vento se superpõem contingências de transmissão. Nessa situação, a motorização adicional hidrelétrica se configura como solução promissora, ao proporcionar reserva de potência de rápido acionamento, evitando alívios de carga de grande magnitude.

**PALAVRAS-CHAVE:** *Repotenciação, Confiabilidade, Desempenho, Geração Eólica, Incerteza, Indisponibilidade, Planejamento, Probabilidade, Risco, Sistema Elétrico Brasileiro.*

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O tratamento probabilístico dos aspectos de confiabilidade na gestão do sistema brasileiro foi introduzido nos anos 1980. Neste período, foram desenvolvidos diversos métodos e modelos computacionais, grande parte dos quais baseados em técnicas de programação matemática. Desde então, estas metodologias, focadas na análise de confiabilidade composta (geração-transmissão), foram praticamente esquecidas no processo de planejamento da expansão, com base na crença de que o problema de garantia de suprimento de potência era “automaticamente” resolvido pela expansão da capacidade de geração de energia.

No entanto, em avaliações da capacidade de suprimento do Sistema Interligado Nacional (SIN) nos períodos de demanda máxima, o ONS vem registrando, desde 2010, problemas no suprimento de ponta nos subsistemas Sul e Sudeste. Estes problemas, superados em geral pelo aumento do despacho termelétrico, se intensificaram a partir de 2014, como resultado da combinação de dois fatores:

Entrada em operação de termelétricas licitadas no leilão de energia nova de 2008 (LEN A-5), que contribuirão proporcionalmente menos para a capacidade de atendimento da demanda de potência;

(\*) WeSee Avenida República Argentina, CEP: 80240-210, Curitiba, PR – Brasil.  
Tel.: 41 3018-1317 – marciano@wesee.eng.br

Ausência de incentivos à instalação de capacidade adicional nas hidrelétricas, devido à “socialização” dos resultados destes investimentos no âmbito do MRE.

Estes fatos indicam a importância de incentivar investimentos em capacidade instalada adicional, considerando que o SIN tende a ficar operativamente mais vulnerável com a inserção massiva de geração eólica na região Nordeste. Essa inferência, embora intuitiva sob a ótica qualitativa, é absolutamente não trivial quando se trata de quantificar os efeitos da expansão eólica no Nordeste sobre o dimensionamento elétrico e energético do SIN.

Nessa perspectiva, o trabalho proposto, oriundo da pesquisa associada a um Projeto de P&D [1], foi norteado pela necessidade de se desenvolver um arcabouço metodológico para ampliar o escopo dos estudos elétricos e econômicos que conformam o processo de planejamento, contribuindo para avançar o estado da arte neste tema. A metodologia em uso poderia dar origem a “soluções” que, embora atendendo aos requisitos técnicos, podem se tornar dispendiosas à sociedade que, em última análise, assume o custo da expansão do SIN.

Neste artigo, apresenta-se a análise de confiabilidade como ferramenta para dimensionamento do SIN na nova conjuntura setorial, onde a viabilização econômica da fonte eólica se reflete em maior vulnerabilidade do sistema a perturbações que, se não forem devidamente diagnosticadas e mitigadas por medidas corretivas adequadas, podem colocar em risco o desempenho da rede elétrica e acarretar pesados custos aos usuários do sistema.

Nesta abordagem, no âmbito do estudo a ser reportado, foi realizada uma avaliação da confiabilidade do SIN, em horizonte decenal, buscando-se quantificar o benefício potencial da motorização hidrelétrica adicional, em termos de melhoria dos índices de confiabilidade do SIN.

Os resultados mostram os benefícios que a motorização adicional e/ou repotenciação de plantas hidrelétricas existentes podem trazer ao SIN em face da expansão eólica concentrada em um subsistema (NE, no caso brasileiro), ao proporcionar reserva de potência de rápido acionamento em caso de superposição de momentos de reduzida disponibilidade de vento em alguns sites importantes e contingências de transmissão. Nessas condições, o redespacho de geração é fundamental e a motorização adicional hidrelétrica se configura como solução bastante promissora manter o SIN operativo sem apelar para alívios de carga de grande magnitude.

Este artigo reflete a experiência acumulada no setor elétrico do Brasil, relacionada à avaliação probabilística da confiabilidade do SIN nos últimos 46 anos (1969-2015), como documentado nas referências [2]-[50]. Como tal, o texto apresenta os resultados inéditos de uma investigação sobre os impactos da retirada de uma injeção de 4 123 MW de geração eólica na malha de transmissão do sistema elétrico brasileiro planejado para o horizonte de 2022 e uma avaliação preliminar do benefício sistêmico de motorização adicional importante em usinas hidrelétricas existentes [51].

## 2.0 - SISTEMA INVESTIGADO

O sistema investigado corresponde ao cenário Norte Importador, carga pesada, ano de 2022, oriundo do PDE 2022 (Empresa de Pesquisa Energética). São analisadas várias configurações, quais sejam: (i) a original (PDE 2022) ajustada para incorporar 4123 MW de geração eólica adicional; (ii) configuração anterior, considerando o mesmo ponto de operação, porém com montante eólico restrito a 258 MW (258 eólicas gerando 1 MW cada), com o intuito de rastrear os coeficientes de sensibilidade nas barras de injeção eólica, sem ajuste operativo; (iii) configuração idêntica à anterior porém com fluxo de potência do caso-base ajustado para novo ponto de operação inicial (condição normal), de modo a compensar a redução da geração eólica; (iv) configurações com as eólicas gerando valores intermediários e ajustes de fluxo de potência para as configurações de geração plena e reduzida; (v) configurações com eólicas reduzidas, com 6 máquinas de 527 MW adicionais em Xingó (2ª Casa de Força) e 4 máquinas de 250 MW em Itaparica (Luiz Gonzaga), totalizando instalação adicional de 1000 MW nessa usina.

## 3.0 - HIPÓTESES DE MODELAGEM

Para as configurações analisadas definiu-se um conjunto de premissas para fins de comparação de resultados, as quais são comentadas a seguir.

Solução inicial da rede pelo método de Newton-Raphson sob condição de carga pesada, usando todos os recursos de controle disponíveis, buscando minimizar violações<sup>1</sup>;

Definidas condições de relaxamento de limites de tensão em barras da rede de distribuição (tensões inferiores a 230 kV), barras representativas de terciários de trafos de 3 enrolamentos, barras fictícias para modelar derivações em linhas de transmissão (tapes), barras com reatores limitadores e barras associadas a capacitores série. Esses relaxamentos tornaram exequível o cálculo probabilístico da confiabilidade;

Admitida a flexibilização de limites de carregamento de linhas e trafos, para viabilizar processamento de situações com muitas violações iniciais, mormente na denominada rede não básica<sup>2</sup>;

<sup>1</sup> Algumas violações iniciais foram toleradas, considerando-as abonadas pela representatividade do caso base.

<sup>2</sup> Condição *sine qua non* para obter resultados em regiões com rede de subtransmissão subdimensionada.

Configuração do parque gerador com máquinas individualizadas e incertezas desabilitadas, possibilitando as seguintes flexibilidades: (i) variação de potência ativa mínima e máxima por máquina, (ii) indicação de máquinas não despacháveis (geração ativa e reativa fixadas), (iii) variação de fatores de potência, (iv) variação de modelos de incertezas das máquinas etc. Por opção conservativa, o maior conjunto possível de máquinas foi tratado como despachável. Fator de potência adotado em situações sem definição de 0,85;

Parque gerador (G) tratado de forma determinística, ou seja, espaço de estado probabilístico restrito à rede básica (RB) e, em algumas investigações, a rede não básica (RNB). Premissa adotada para (i) obter maior capacidade discriminatória e precisão dos índices de confiabilidade calculados; (ii) reduzir tempo de processamento; (iii) superar dificuldade prática de modelagem de 258 unidades eólicas adicionais;

Monitoração de carregamentos dos ramos do sistema por potência ativa (MW);

Monitoração de níveis de tensão em barramentos de carga, considerando valores admissíveis em condições normais ou de emergência. No caso de referência adotou-se limites normais e de emergência distintos, consoante critérios adotados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para barramentos com carga [46];

Uso de medidas corretivas para eliminar violações através de fluxo de potência ótimo, contemplando, entre outras, otimização da tensão de unidades geradoras, posição de tapas de transformadores, redespacho de potência ativa. Foram testadas diversas combinações de medidas corretivas disponíveis, incluindo redespacho de potência ativa, relevante nesta investigação<sup>3</sup>;

Todas as áreas elétricas do SIN ativadas para fins de controle e monitoração de violações;

Atribuição de taxas de falha e tempos médios de reparo para cada linha, transformador ou gerador por critério de representatividade estatística, conforme Procedimentos de Rede [46]. Atribuição de incertezas às linhas de transmissão baseada na estimação de comprimento, de acordo com valores da Tabela 1. A estimação do comprimento das linhas de transmissão (km) 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. Atribuição de incertezas a transformadores baseada na tensão mais elevada do equipamento, de acordo com a Tabela 1;

Conjunto de relaxamento de restrições adotado similar para todas as configurações estudadas, buscando comparação não tendenciosa entre sistema com geração eólica plena (4.123 MW) e residual (258 MW);

Hardware e software disponibilizados pela CESP: sistema operacional Windows 7.0, 64 bits, processador Intel (R) Core i7, 2.8 GHz e 6 GB RAM, logiciário do cálculo numérico da confiabilidade [39].

**Tabela 1- Características de Linhas de Transmissão e Transformadores no Brasil [37,41]**

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

#### 4.0 - RESULTADOS

A Tabela 2 resume os resultados da análise de confiabilidade composta (G+T) por meio de enumeração simples de contingências de transmissão em condição de carga pesada, considerando o Cenário Norte Importador da configuração do SIN prevista para 2022, em duas versões: uma com eólicas gerando a potência nominal conjunta de 4123 MW e a outra com cada planta eólica gerando apenas 1 MW, totalizando 258 MW, sem ajustes de fluxo de potência. Uma terceira configuração, idêntica à anterior, foi ajustada para compensar a redução da geração eólica. Nesta configuração, o SIN tem 7.500 barras, 10.519 circuitos e 1757 usinas com 2.013 máquinas.

A barra de referência (swing) adotada foi a de Ilha Solteira (2041). A modelagem da carga considerou patamar único (carga pesada), com probabilidade unitária (sem incerteza). Na solução do caso base de fluxo de potência

<sup>3</sup> Procedimentos de Rede [46] do ONS inibem redespacho de potência ativa na operação de curto prazo.

(Newton CA) para a rede sem contingências, foram usados todos os controles disponíveis (redespacho ativo e reativo, tapas de transformadores). Na solução inicial, foram observadas 196 violações de limites de carregamento e 175 de limites de tensão, todas liberadas manualmente no caso base de fluxo de potência. Novas violações foram detectadas quando da ativação da geração eólica residual, cujo relaxamento foi igualmente implementado nas duas configurações analisadas.

Foram atribuídas incertezas a todos os ramos (linhas e transformadores) da malha de transmissão, em todos os sistemas, a partir de 69 kV (inclusive). Com isso, a composição aproximada e o porte do espaço probabilístico sob análise inicial, considerando a malha de transmissão até 69 kV, tem 8.780 componentes com incertezas (5.594 LT + 2.594 TR2 + 592 TR3 + zero G), ou seja, um espaço de estados com  $28780 = 102.643$  estados.

Na monitoração dos limites de carregamento, em condição de contingência, foi observado o protocolo ANEEL [46], ou seja, limites de emergência iguais aos limites normais. Os níveis de tensão foram monitorados considerando condições de emergência modeladas para as barras com cargas. Todas as áreas elétricas do SIN foram monitoradas e liberadas para eliminar violações de fluxos, geração reativa, geração ativa na barra de referência, monitoração da tensão de barras de carga com carga (barras de carga com representação de carga não nula).

As contingências de transmissão incluíram todos os ramos eletricamente significativos do SIN, incluindo linhas aéreas, cabos e transformadores na Rede Básica. Não foram solicitadas contingências para unidades geradoras do SIN. No fluxo de potência ótimo, todos os recursos disponíveis como medidas operativas foram incluídos no rol de medidas corretivas.

Foram utilizados os índices de confiabilidade preconizados em [46], calculados consoante [39], quais sejam:

IS: Índice de Severidade (min/ano);

LOLP: Probabilidade de Perda de Carga (%);

LOLF: Frequência de Perda de Carga (vezes/ano);

LOLD: Duração de Perda de Carga (h);

LOLE: Expectância de Perda de Carga (h/ano)

EENS: Expectância de Energia Não Suprida (MWh/ano)

EPNS: Expectância de Potência não Suprida (MW)

A severidade é dada pela divisão da expectância da energia não suprida (MWh) por uma base de potência (MW), usualmente a ponta de carga do sistema, com a classificação indicada na Tabela 2.

Tabela 2 - Classificação de Riscos por Severidade

Classificação	Severidade (sistema-minuto)	Interpretação	Comentário
Grau 0	< 1	aceitável	condição normal
Grau 1	1 a 10	não grave	significativa p/ poucos agentes / consumidores
Grau 2	10 a 100	grave	sério impacto p/ todos os agentes / consumidores
Grau 3	100 a 1000	muito grave	muito sério impacto p/ todos os agentes / consumidores
Grau 4	> 1000	catastrófica	extremo impacto p/ todos: colapso do sistema, blecaute

Nesse âmbito de hipóteses, foram desenvolvidos os casos listados na Tabela 3, contemplando:

Processamento do protocolo ANEEL com redespacho de potência ativa permitida;

Processamento do protocolo ANEEL com redespacho de potência ativa permitida e inibição de restrições de tensão (emula análise de confiabilidade via fluxo de potência CC e redespacho de potência ativa);

Aferição do efeito da motorização adicional das usinas de Xingó (5 máquinas a mais em Xingó, barra #89, totalizando  $10 \times 527 = 5.270$  MW e limite inferior de geração de potência ativa sem restrição) e Itaparica -Luiz Gonzaga, barras # 33, 34- (4 máquinas a mais em Itaparica, totalizando  $6 \times 250 + 4 \times 250 = 2.500$  MW e limite inferior de potência ativa sem restrição), considerando a configuração com geração eólica unitária reduzida a 1 MW.

Tabela 3 - Confiabilidade Composta, Enumeração Simples, Sistema (RB) Referência: SIN (NOI22P), Ano 2022, Carga Pesada, Norte Importador (Horário Tradicional) Fonte: EPE (Carga monitorada = 116 985 MW, Assinatura (RB) = 3,687243 %)

Caso	Eventos c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos Retirados	Eficácia Medidas Corretivas (%)	Severidade (min/ano)	Diagnóstico
<b>A</b> - Geração eólica <b>plena</b> com caso-base ajustado para geração eólica <b>plena</b> . Protocolo ANEEL, porém com redespacho ativo.	3206	1102	331	28	73,39	<b>3,2879</b>	<i>Risco sem eólica superior ao risco com geração eólica. Motivo: capacidade de controle de sobrecargas via redespacho.</i>
<b>B</b> - Geração eólica <b>reduzida</b> com caso-base ajustado para geração eólica <b>reduzida</b> . Protocolo ANEEL, porém com redespacho ativo.	3212	3194	3166	22	0,86	<b>7,7815</b>	
<b>C</b> - Geração eólica <b>reduzida</b> com caso-base ajustado para geração eólica <b>reduzida</b> . Protocolo ANEEL, porém com redespacho ativo e motorização de Xingó e Itaparica.	3212	3194	3164	22	0,92	<b>6,1431</b>	<i>Risco caso C inferior ao do caso B. Motivo: recursos adicionais no sistema (motorização). Risco caso D inferior ao do caso C. Motivo: restrições de tensão ignoradas.</i>
<b>D</b> - Geração eólica <b>reduzida</b> com caso-base ajustado para geração eólica <b>reduzida</b> . Protocolo ANEEL, porém com redespacho ativo, motorização de Xingó e Itaparica e sem restrições de tensão.	3215	927	324	19	72,28	<b>3,4510</b>	
<b>E</b> - Geração eólica <b>plena</b> com caso-base ajustado para geração eólica <b>plena</b> . Protocolo ANEEL, porém com redespacho ativo e sem restrições de tensão.	3211	994	307	23	75,70	<b>3,3585</b>	<i>Caso E compatível com caso A e com caso F. Comparação casos E vs. F emula avaliação de risco via fluxos CC. Caso F sem eólica com risco superior ao caso E com eólica.</i>
<b>F</b> - Geração eólica <b>reduzida</b> com caso-base ajustado para geração eólica	3213	913	325	21	71,67	<b>5,1377</b>	

reduzida. Protocolo ANEEL, porém com redespacho ativo e sem restrições de tensão.							
<b>G</b> - Geração eólica intermediária com caso-base ajustado para geração eólica plena. Protocolo ANEEL, porém com redespacho ativo	3211	1105	341	23	72,13	<b>4,2025</b>	<i>Caso G compatível com caso I e caso H compatível com caso J.</i>  <i>Comparação de pares de casos (G, H) e (I, J) indicam a grande dependência do nível de risco em relação ao ponto de operação inicial do caso base.</i>
<b>H</b> - Geração eólica intermediária com caso-base ajustado para geração eólica reduzida. Protocolo ANEEL, porém com redespacho ativo.	3211	3197	3194	23	0,07	<b>6,4337</b>	
<b>I</b> - Geração eólica intermediária com caso-base ajustado para geração eólica plena. Protocolo ANEEL, porém com redespacho ativo e sem restrições de tensão.	3214	994	312	20	75,37	<b>2,9615</b>	
<b>J</b> - Geração eólica intermediária com caso-base ajustado para geração eólica reduzida. Protocolo ANEEL, porém com redespacho ativo e sem restrições de tensão.	3216	1033	215	18	75,96	<b>3,3376</b>	

## 5.0 - CONCLUSÕES

O expressivo aumento da oferta eólica proveniente de parques eólicos no Nordeste apresenta grandes desafios para a operação do SIN. A concentração de projetos eólicos traz consigo alto grau de dependência do regime de ventos regional. Parques eólicos costumam ser instalados em locais próximos em cada região, em função das características topográficas favoráveis. Os parques eólicos assim localizados apresentam alto fator de capacidade e produção espacialmente correlacionada, ou seja, assim como um “período eólico favorável” determina produção elevada em todos os parques, um “período eólico crítico” afeta toda a geração eólica regional.

Em ambos os casos, a solução técnica mais indicada é o reforço do sistema de transmissão, localmente ou entre regiões. Ocorre, porém, que a frequência e/ou severidade das situações de estresse são em geral insuficientes para justificar economicamente os reforços em troncos de interligação. Por outro lado, a condição crítica de atendimento em geral ocorre no horário de ponta de carga, a motorização adicional de hidrelétricas existentes constitui uma alternativa interessante. Em síntese, as alternativas de solução consistem em:

- Repotenciar hidrelétricas existentes com poços disponíveis;
- Reforçar interconexões e redes locais estratégicas;

- Regionalizar a oferta em leilão de eólicas.

Em caso contrário, corre-se o risco de haver, em algumas situações operativas, alguma região exportadora com sobra de energia que não pode ser exportada para as demais regiões e, na falta momentânea de ventos, tornar a operação do sistema insegura. Com base nos resultados apresentados, evidencia-se um benefício para o SIN no sentido da redução de riscos quando da inserção da geração eólica. Fica evidenciada também a necessidade de grande cautela quando da fixação do despacho do sistema, pois uma escolha desfavorável do despacho inicial poderá degradar os níveis de risco do sistema, a despeito da presença da geração eólica. Um dos possíveis motivos está na dificuldade de eliminar violações em radiais e na malha de baixas tensões.

Neste sentido, a análise levada a termo permite concluir que a motorização adicional de plantas hidrelétricas existentes pode se constituir em antídoto eficaz contra uma possível deterioração do desempenho do SIN, em termos de confiabilidade de atendimento, frente à inserção massiva de geração eólica no SIN, já em curso no horizonte do plano decenal de expansão (PDE). Com base nos resultados apresentados, evidencia-se o benefício, para o SIN, no sentido da redução de riscos quando da inserção da geração eólica. Fica evidenciada também a necessidade de grande cautela quando da fixação do despacho do sistema, dado que uma escolha desfavorável do despacho inicial poderá degradar os níveis de risco do sistema, a despeito da presença da geração eólica. Um dos possíveis motivos desse fenômeno pode ter origem na dificuldade de eliminar violações em radiais e na malha de média tensão. Os resultados obtidos demonstram que a opção entre alternativas de difícil escolha pode ser seguramente amparada com base na análise probabilística de confiabilidade, desde que essa especialidade de aferição continue sendo praticada no setor elétrico brasileiro, em bases amplas e regulares [49].

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CESP Projeto P&D ANEEL PD-0061-0017/2011; "Metodologia para Avaliação Integrada da Ampliação da Capacidade Instalada em Centrais Hidrelétricas: Enfoques Sistemático e Empresarial – Relatório Final", São Paulo SP 30.06.2014. (141p).
- [2] A.B. Lopes, *Confiabilidade em sistemas elétricos: análise e controle de interrupção de serviço*, **IV Seminário Nacional de Distribuição (SENDI)**, Brasília, 1969.
- [3] J.A. Cipoli, W. Marques, *Confiabilidade de sistemas*, **V SENDI**, CEEE, Porto Alegre, 1971.
- [4] J.O. Barbosa, *Método de probabilidade condicional aplicado a estudos de confiabilidade*, **I SNPTEE**, São Paulo, Abril, 1972.
- [5] J.M. Steinberger, *Confiabilidade de Capacidade Geradora de Sistemas de Potência para Operação*, **Dissertação de M.Sc.**, PUC-Rio, Agosto, 1975.
- [6] Subgrupo de Confiabilidade (SGC), *Confiabilidade de Sistemas Elétricos: Índices e Critérios*, **Eletrobrás**, GCPS/CTST/GTCP/SGC/RF. 001.83, Rio de Janeiro, Dezembro, 1983.
- [7] J.C.G. Praça, M.Th. Schilling, *Planejamento e análise de confiabilidade*, **Mundo Elétrico**, pp. 28-29, Dezembro, 1984.
- [8] M.Th. Schilling (Editor) et alii, *Confiabilidade de sistemas eletroenergéticos: bibliografia disponível no Brasil (1969-1985)*, **Revista Brasileira de Engenharia (RBE)**, Caderno de Engenharia Elétrica, Vol. 2, no 2, pp.23-51, Dezembro, 1985.
- [9] SGC, *Avaliação da confiabilidade em planejamento: aplicação ao sistema elétrico brasileiro*, **VIII SNPTEE**, GPL, SP/GPL/08, São Paulo, Maio, 1986.
- [10] SGC, *Avaliação da confiabilidade do sistema de transmissão brasileiro planejado*, **IX SNPTEE**, BH/GPL/07, Belo Horizonte, Outubro, 1987.
- [11] R.P. d'Araujo (Coordenador, Furnas), **Relatório Final, Comissão para Estudo do Custo do Déficit**, Eletrobrás/GCPS/ SEC/CDEF/001.88, Rio de Janeiro, Julho, 1988.
- [12] R.N. Fontoura Filho, M.V.F. Pereira, *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, September 20-23, 1988.
- [13] M.Th. Schilling, R.N. Fontoura, J.C.G. Praça et al., *Aplicação prática de critérios probabilísticos*, **X SNPTEE**, CTBA/GPL-14, Curitiba, Outubro, 1989.
- [14] SGC, *Confiabilidade do sistema elétrico brasileiro*, **X SNPTEE**, GPL-15, Curitiba, Outubro, 1989.
- [15] J.C.O. Mello, A.C.G. Melo, S.P. Romero, G.C. Oliveira, S.H.F. Cunha, M. Morozowski, M.V.F. Pereira, R.N. Fontoura, *Development of a composite system reliability program for large hydrothermal power systems – Issues and solution*, **III PMAPS**, IEE, London, pp. 64-69, July, 1991.
- [16] J.C.O. Mello et al., *Confiabilidade de sistemas de geração/transmissão de grande porte*, **XI SNPTEE**, GPL, RJ, Outubro, 1991.
- [17] M. Th. Schilling, *Discriminação dos níveis adequados de confiabilidade de sistemas de potência*, **IX CBA**, Vitória, Vol.1, pp. 312-317, 14-18 Setembro, 1992.
- [18] A.C.G. Melo, J.C.O. Mello, S.P. Romero, G.C. Oliveira, R.N. Fontoura, *Avaliação probabilística do desempenho do sistema interligado brasileiro*, **IV SEPOPE**, SP-48, Foz do Iguaçu, Maio, 1994.
- [19] A.G. Massaud, M.Th. Schilling, J.P. Hernandez, *Electricity restriction costs*, **IEE Proc., Part C, Generation, Transmission, Distribution**, vol. 141, no. 4, pp.299-304, July, 1994.



- [20] J.C.O. Mello, A.C.G. Melo, G.C. Oliveira, S.P. Romero, R.N. Fontoura, *A composite reliability evaluation model for large scale power systems*, **IV PMAPS**, Eletrobrás, Rio de Janeiro, pp. 239-244, September, 1994.
- [21] M. Th. Schilling, J.C.O. Mello, P. Gomes, *Introdução da confiabilidade composta no planejamento da operação elétrica*, **Controle & Automação, SBA**, Vol.6, no.1, pp.38-47, Jan/Fev, 1995.
- [22] I.C. Nasser, *Confiabilidade de sistemas elétricos no Brasil: soluções e dificuldades*, **Energia**, Ed. Copel, Curitiba, Ano II, no. 2, pp.9-21, Junho, 1995.
- [23] M.A.N. Silveira, P.A.P. Costa, R.N. Fontoura, J.C.O. Mello, *Determinação da confiabilidade composta do sistema sul-sudeste brasileiro*, **XIII SNPTEE**, GPL-06, Florianópolis, 1995.
- [24] M.A.N. Silveira, A.C.G. Melo, J.C.O. Mello, R.N. Fontoura, *Probabilistic modeling of Furnas HVDC system and the impact on Brazilian reliability indices*, **5th Int. Symp. on Probability Methods Applied to Electrical Power Systems (PMAPS)**, Vancouver, Canada, pp. 73-78, September, 1997.
- [25] C.L.C. Sá Jr. et al., *The Brazilian experience with reliability studies in energy operations planning*, **VI SEPOPE**, Salvador, Maio 1998.
- [26] M. Th. Schilling, N.H. Martelotta Soares, J.C.F. Luz, *Discernimento de indicadores de risco*, **Eletroevolução**, Cigré-Brasil, no. 13, pp. 30-38, Setembro, 1998.
- [27] A. Bianco, C.R.R. Dornellas, M.Th. Schilling, *Power system nodal risk assessment: concepts and applications*, **Eletroevolução**, no. 20, pp. 11-16, June, 2000.
- [28] M.Th. Schilling et al., *Mensurando o risco probabilístico do critério "N-1"*, **XVI SNPTEE**, GPL-016, Campinas, Outubro, 2001.
- [29] R.N. Fontoura, M.Th. Schilling, J.C.G. Praça, *Gerenciamento da confiabilidade da rede elétrica no novo modelo setorial*, **Eletroevolução**, no. 31, pp. 33-38, Junho 2003.
- [30] M.Th. Schilling et al., *Aprendendo com o blecaute: extração de um paradigma preliminar para a confiabilidade do SIN*, **XVII SNPTEE**, GOP-025, Uberlândia, Outubro, 2003.
- [31] M.Th. Schilling, A. M. Rei et al., *Confiabilidade da rede básica*, **XVII SNPTEE**, GAT-022, Uberlândia, Outubro, 2003.
- [32] N.H.M. Soares, M.Th. Schilling, J.W.M. Lima, et al., *Risco probabilístico de referência do sistema elétrico brasileiro*, **XVII SNPTEE**, GPL-020, Uberlândia, Outubro, 2003.
- [33] M.Th. Schilling (Ed.), *Adequação da rede básica brasileira*, **IX SEPOPE**, Rio de Janeiro, Maio, 2004.
- [34] M. Th. Schilling, J.C.S. Souza, M.B. Couto Filho, *Tratamento estatístico como causa da distorção de indicadores*, **IX SEPOPE**, Rio de Janeiro, 23-27 de Maio, 2004.
- [35] M.Th. Schilling et al., *Delineando critérios probabilísticos de planejamento*, **Eletroevolução**, no. 36, pp. 37-46, Setembro, 2004.
- [36] A.V. Negreiros, G.L. Torres, A.Y. Takahata, M.Th. Schilling et al., *Confiabilidade da geração, transmissão, global e multiárea do sistema brasileiro*, **XVIII SNPTEE**, GPL-23, Curitiba, Outubro, 2005.
- [37] E.L. Silva, M.L. Loureiro, M. Th. Schilling, D.C. Lima, *Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN*, *Sistema BDConf*, Volume I, **UFSC**, Depto de Engenharia Elétrica, Florianópolis, 26 de Julho de 2006.
- [38] M.A.N. Silveira 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**, Rio de Janeiro, Junho de 2007.
- [39] Eletrobrás, Centro de Pesquisas, *Programa NH2, Manual do Usuário*, Versão 8.1.0, Rio de Janeiro, Dezembro 2007.
- [40] M.Th. Schilling 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, Abril, 2008.
- [41] M. Th. Schilling, J.C.S. Souza, M.B.C.Filho, *Power system probabilistic reliability assessment: current procedures in Brazil*, **IEEE Trans. on PWRs**, Vol 23, no 3, pp 868-876, August, 2008.
- [42] A.M. Rei, M.Th. Schilling, *Reliability assessment of the Brazilian power system using enumeration and Monte Carlo*, **IEEE Trans. on Power Systems**, vol. 23, no 3, pp 1480-1487, August, 2008.
- [43] M.Th. Schilling, R. Billinton, M. Groetaers dos Santos, *Bibliography on power systems probabilistic security analysis 1968-2008*, **Int. J. of Emerging Electric Power Systems**, vol. 10, Issue 3, Article 1, pp. 1-48, June, 2009, (acesso online Janeiro 2015), <http://www.degruyter.com/view/j/ijeeps.2009.10.3/ijeeps.2009.10.3.2149/ijeeps.2009.10.3.2149.xml?format=INT>
- [44] F. Câmara Neto, M.Th. Schilling, A.M. Leite da Silva, *Índices e critérios de referência para análises de confiabilidade*, **XX SNPTEE**, GPL-21, Recife, Novembro, 2009.
- [45] F. Câmara Neto, M.Th. Schilling, A.M. Leite da Silva, M.A.N. Silveira, A.M. Rei, *On uncertainties of reliability indices*, **CIGRÉ Biennial Conference**, paper C1-301, Paris, August, 2010.
- [46] 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 Janeiro 2015), [http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2011461\\_36.pdf](http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2011461_36.pdf).



- [47] J.M. Lima, M.Th. Schilling, E.M. Lourenço, *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, February 2012.
- [48] J.A. Sacramento, *Variabilidade de Índices de Confiabilidade de Sistemas de Potência*, **Dissertação de M.Sc.**, IC/UFF, Niterói, Dezembro, 2012, (acesso on-line Janeiro 2015) <http://www.ic.uff.br/index.php/pt-pos-graduacao/teses-e-dissertacoes>.
- [49] M.Th. Schilling, A. M. Leite da Silva, *Conceptual investigation on probabilistic adequacy protocols: Brazilian experience*, **IEEE Trans. on PWRs**, vol. 29, no. 3, pp. 1270-1278, May 2014.
- [50] M. Th. Schilling, A.M. Leite da Silva, *Risco do sistema elétrico brasileiro: passado, presente e futuro*, **XIII SEPOPE**, SP-10, Foz do Iguaçu, 18-21 de Maio, 2014.
- [51] D.S. Ramos, M. Morozowski Filho, M. Th. Schilling, J.A.O. Rosa, L.F.A. Nogueira, *Sistemática para incentivar a motorização adicional e a repotenciação de usinas hidrelétricas*, **XIII SEPOPE**, SP-37, Foz do Iguaçu, 18-21 de Maio, 2014.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**Marciano Morozowski Filho** (Curitiba, 06/03/1948), Eng. Eletricista (UFPR, 1970), M.Sc. em Eng. Elétrica (UFRJ, 1973), D.Sc. em Engenharia de Sistemas e Computação (UFRJ, 1995). Foi

Engenheiro da Eletrosul, Pesquisador no Cepel, Professor Titular do Departamento de Engenharia Elétrica da UFSC, Assessor da Presidência na EPE. Consultor em planejamento de sistemas elétricos, regulação de mercados de energia, modelagem e simulação de sistemas. Tem um livro e mais de 150 artigos publicados.

(c-ele: [marciano@wesee.eng.br](mailto:marciano@wesee.eng.br)).



**Marcus Theodor Schilling** (Rio de Janeiro, 18/07/1951), graduação (PUC/RJ, 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 Departamento de Eng<sup>a</sup>. Elétrica da Universidade Federal Fluminense (UFF), especialista em confiabilidade de sistemas de potência.

(c-ele: [theodor@vm.uff.br](mailto:theodor@vm.uff.br))



**Dorel Soares Ramos** - Graduação (1975), mestre (1988) e doutor em Engenharia Elétrica pela USP (1996). Foi Diretor do Grupo EDP Energias do Brasil. É Professor Doutor do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica da Escola Politécnica da USP.

Atuação em planejamento de sistemas elétricos, regulação do setor elétrico, comercialização de energia e análise de riscos, geração de energia e modelagem institucional do setor elétrico. Publicou mais de 200 artigos e dois livros na sua área de atuação.

(c-ele: [Dorel.ramos@poli.usp.br](mailto:Dorel.ramos@poli.usp.br))

**José Antonio de Oliveira Rosa** - Graduado em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia Mauá (1975), especialização em Controle de Sistemas de Potência pela Universidade Federal de Santa Catarina (1987) e em Confiabilidade de Sistemas de Potência pela Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria (1980), entre outras. Atualmente é Engenheiro Especialista e Gerente de Projetos na Companhia Energética de São Paulo - Geração Paraná. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência.

(c-ele: [antonio.rosa@cesp.com.br](mailto:antonio.rosa@cesp.com.br))

## 8.0 - AGRADECIMENTOS

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