



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

GPL 27
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

APLICAÇÃO DE AVALIAÇÕES PROBABILÍSTICAS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Antônio Ricardo Carvalho *

**Andrea Mattos Rei
CEPEL**

Fabiola Ferreira C. Véliz

**Paulo César de Almeida
Eletrobrás**

RESUMO

Este trabalho ilustra a aplicação de avaliações probabilísticas e de confiabilidade nos estudos de planejamento da transmissão do Sistema Interligado, cujos resultados podem ser úteis na definição das recomendações a serem formuladas no Plano Decenal da Expansão da Transmissão (PDEE), atualmente a cargo da EPE.

A aplicação de técnicas probabilísticas será demonstrada por meio de simulações do Sistema Interligado, utilizando o programa NH2, desenvolvido pelo CEPEL. Os principais resultados serão apresentados, como forma de explicitar a relevância das avaliações probabilísticas e de confiabilidade, e como podem agregar valor às análises tradicionalmente realizadas de modo determinístico.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento da Transmissão, Métodos Probabilísticos, Confiabilidade da Transmissão.

1.0 - INTRODUÇÃO

O planejamento da expansão da transmissão no Brasil é coordenado pelo agente de planejamento governamental EPE (Empresa de Pesquisa Energética), e compreende duas fases principais:

- (i) Identificação dos problemas na rede de transmissão para um horizonte de 10 anos;
- (ii) a proposição de reforços de transmissão.

A fase (i) é realizada por um grupo de trabalho composto pelas principais concessionárias de energia. Este grupo é responsável por conciliar os planos de expansão realizados pelas concessionárias individualmente, considerando os reforços locais ou regionais para o atendimento do crescimento de carga previsto, os empreendimentos de transmissão já licitados, aqueles indicados para licitação, avaliações das interligações (regionais e internacionais), novas usinas e novos consumidores. O objetivo é identificar os futuros problemas de transmissão, considerando a demanda prevista e as novas plantas de geração. Como resultado, obtém-se uma visão da evolução do Sistema Interligado bem como uma estimativa dos investimentos necessários. As conclusões destes estudos compõem o Plano Decenal da Expansão da Transmissão (PDEE).

A fase (ii) consiste dos Estudos Específicos dos problemas de transmissão apontados pelo PDEE. Estes estudos definem com maior precisão os empreendimentos necessários, indicados como referenciais no Plano, e constituirão o Plano da Expansão da Transmissão (PET). Os estudos são realizados por grupos regionalizados e específicos, denominados GET (Grupos de Estudo Regionais), encarregados de propor as soluções de planejamento ou reforços, de forma a estabelecer a melhor alternativa de expansão.

Na elaboração do PDEE, as configurações do sistema para o horizonte de planejamento são avaliadas sob condições normais e em emergência adotando-se apenas uma abordagem determinística. De maneira a avaliar o sistema sob condições de emergência é utilizado o critério determinístico N-1, considerando limites e condições

críticas pré-definidas. Apesar das abordagens determinísticas serem realizadas com sucesso, estas apresentam algumas limitações, como por exemplo, conduzir a planos de expansão não necessariamente otimizados, do ponto de vista econômico, e principalmente, serem fortemente dependentes da experiência dos planejadores.

Para superar algumas deficiências dos métodos determinísticos, técnicas probabilísticas podem ser usadas, adicionando importantes informações ao procedimento tradicional. Métodos probabilísticos levam em consideração as características aleatórias dos componentes do sistema, considerando eficientemente um grande número de condições de operação, com diferentes chances de ocorrência.

É importante destacar que as técnicas probabilísticas e análises de risco são amplamente utilizadas e aceitas no processo de planejamento energético e da geração. Então, parece natural a aplicação técnicas semelhantes também aos estudos de planejamento da transmissão e da operação.

O presente trabalho é resultado do projeto de pesquisa realizado pelo CEPEL e patrocinado pela ELETROBRÁS. Este projeto explora as aplicações das técnicas probabilísticas e de confiabilidade na fase do Plano Decenal de Expansão da Transmissão usando o Programa NH2, desenvolvido pelo CEPEL. O principal propósito é mostrar como o uso combinado de procedimentos determinísticos e probabilísticos pode ajudar os especialistas em seu trabalho, agregando valor ao seu resultado final.

2.0 - ABORDAGENS DETERMINÍSTICAS E PROBABILÍSTICAS

Para que se obtenha um sistema livre de falhas, seriam necessários investimentos infinitos. Este requisito é algo impraticável no mundo real, sendo então necessário estabelecer-se uma relação de compromisso entre o nível de confiabilidade desejado e os custos associados: falhas são toleradas, desde que suas conseqüências sejam aceitas pelos usuários e consumidores. Níveis aceitáveis são quantitativamente definidos por critérios de confiabilidade, os quais podem ser determinísticos e/ou probabilísticos.

Critérios determinísticos são amplamente utilizados, especialmente para o planejamento da expansão da transmissão. O mais utilizado é o critério N-1, cuja idéia central é determinar uma configuração para o sistema de transmissão, de modo que, quando da ocorrência de emergências simples, não sejam observadas violações de tensão, sobrecargas e perdas parciais ou totais de carga. Como não é factível simular todas as emergências simples, normalmente somente as mais severas são consideradas, selecionadas pela experiência dos planejadores e operadores.

Estes critérios, apesar de conceitualmente fáceis e utilizados com sucesso até hoje, podem levar a planos de expansão relativamente onerosos. Além disso, estes critérios não podem garantir o mesmo nível de desempenho através do sistema, uma vez que estes não são capazes de considerar a característica aleatória dos componentes e dos estados de operação, e conseqüentemente não podem ponderar efeitos e conseqüências.

Diferentemente dos critérios determinísticos, as abordagens probabilísticas são naturalmente capazes de levar em consideração as situações inerentemente não planejadas, como variações de carga e indisponibilidade de componentes. Também, as conseqüências e efeitos das situações de emergência são consideradas em proporção de sua probabilidade de ocorrência. Assim, é possível determinar medições de risco e de níveis de confiabilidade e utilizá-los como parte de critérios de decisão. Apesar das vantagens incontestáveis das abordagens probabilísticas, infelizmente, estas ainda não são amplamente utilizadas no planejamento da expansão da transmissão.

3.0 - O PROGRAMA NH2

O NH2 é um programa comercial desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) [2], [3]. Este programa é destinado a estudos de confiabilidade composta, mas também dispõe outras ferramentas de análise determinística e probabilística. Seus principais recursos são:

- Modelagem da rede CA
- Ambiente para solução de sistemas de potência, incluindo:
 - ✓ Solução de fluxo de potência pelo método Newton-Raphson
 - ✓ Fluxo de potência AC ótimo, baseado no método de pontos interiores, com função objetivo de mínimo corte de carga
 - ✓ Análise de contingência individual
 - ✓ Análise de lista de contingência (avaliação de confiabilidade determinística)
 - ✓ Fluxo de potência probabilístico
- Fluxo de potência ótimo utilizado para medidas corretivas

- Características aleatórias para unidades de geração e circuitos de transmissão (linhas e transformadores) representados por modelos de Markov – modelos a dois ou múltiplos estados estão disponíveis
- Falhas de modo comum
- Estudos de confiabilidade através de enumeração de contingências e simulação Monte Carlo
- Índices de confiabilidade tradicionais e de frequência e duração, estratificados em três níveis: sistema, área e barras
- Estatísticas adicionais: função de probabilidade de densidade de variáveis selecionadas (fluxo de potência, tensões etc.), índices de modos de falha etc.

O programa é utilizado por mais de 30 concessionárias de energia elétrica brasileiras, incluindo o Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

4.0 - DESCRIÇÃO DE ESTUDOS PROBABILÍSTICOS E DE CONFIABILIDADE

Em geral, estudos probabilísticos e de confiabilidade compreendem três etapas básicas:

- (i) Seleção dos estados operativos do sistema (estados da contingência)
- (ii) Avaliação dos estados selecionados
- (iii) Obtenção dos resultados, estatísticas e cálculo de índices.

Os estados do sistema são caracterizados pelo estado operativo individual de cada um dos seus componentes: unidades geradoras, circuitos de transmissão e carga. Para seleção dos estados podem ser utilizadas diferentes técnicas, como Enumeração de Estados e Simulação Monte Carlo.

Na técnica de Enumeração, os estados são selecionados baseados em uma lista de contingências pré-definida. Diferentes níveis de contingência podem ser obtidos pela combinação de elementos da lista. Como este procedimento pode levar a um processo trabalhoso para sistemas de grande porte, os níveis de contingência são em geral limitados às contingências simples. Esta técnica é direta, bastante similar ao critério determinístico N-1, e mostra-se satisfatória na avaliação da confiabilidade de sistemas de transmissão. Como não é possível simular todas as contingências de um sistema de potência real, os resultados obtidos utilizando o processo de enumeração representam apenas parte do comportamento real do sistema.

Na técnica de simulação Monte Carlo, os estados de contingência são selecionados por amostragem. Portanto, o nível de contingência não é limitado, e contingências de nível mais elevado podem ser obtidas. Este método é muito versátil e normalmente mais rápido que a técnica de enumeração quando contingências de ordem elevada são de interesse. Os resultados obtidos representam estimativas do comportamento real do sistema.

Uma vez que um conjunto de estados de contingência é selecionado, é necessário avaliar seu desempenho e classificá-lo como um estado de sucesso ou de falha, que corresponde à segunda etapa do estudo probabilístico. Em geral, utiliza-se fluxo de potência AC, seguido de processos de monitoração e de correção para identificação e eliminação de violações operacionais, como sobrecargas e violações de tensão. Estados de falha são caracterizados por cortes de carga e são utilizados no cálculo dos índices de risco, como a probabilidade de corte de carga (LOLP) e a estimativa de energia não suprida (EENS).

Em [4] foi apresentada uma abordagem alternativa, na qual os estados de falha são caracterizados por qualquer tipo violação operacional – sobrecargas, ilhamentos, violações de tensão. Portanto, não são adotados procedimentos corretivos. O objetivo principal, então, não foi o cálculo tradicional de índices de confiabilidade, baseados em corte de carga, mas fornecer apenas um diagnóstico probabilístico do desempenho do sistema sob condições de emergência. O resultado deste procedimento é conhecer o comportamento médio do sistema e algumas importantes variáveis, como tensões de barra e fluxos em circuitos, em condições de contingências.

No presente trabalho, os mesmos princípios são aplicados ao Plano Decenal 2006-2015, permitindo uma nova avaliação dos procedimentos então sugeridos. Acrescenta-se agora avaliações de confiabilidade tradicionais, incluindo índices como probabilidade de perda de carga e Índice de Severidade.

5.0 - RESULTADOS DOS ESTUDOS PROBABILÍSTICOS APLICADOS AO PLANO DECENAL DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

5.1 Descrição do sistema estudado e premissas adotadas

O sistema utilizado é baseado nos casos base do Plano Decenal para o horizonte 2006-2015. Foram consideradas as configurações de carga pesada para os anos 2007, 2009, 2011, 2013 e 2015. A última configuração tem aproximadamente 4338 barras e 6557 circuitos, incluindo 2463 transformadores. A carga total do

sistema é igual a 89.193 MW. O modelo elétrico do sistema é formado por componentes de transmissão de tensões de 13,8 kV a 750 kV.

É importante notar que os dados e premissas utilizados nas avaliações deste trabalho, especialmente as indisponibilidades dos circuitos de transmissão, não se referem a informações e/ou procedimentos oficiais adotados pela EPE. Assim sendo, os resultados quantitativos apresentados devem ser observados com cautela. O principal objetivo é apresentar uma sistemática de análise e ressaltar os benefícios qualitativos que podem ser alcançados.

Na formação do espaço de estados foram considerados apenas os circuitos da Rede Básica, cujos dados de indisponibilidade baseiam-se no comportamento passado do sistema [7]; todos os demais elementos, incluindo as unidades geradoras e circuitos de distribuição, foram considerados plenamente confiáveis.

Nas avaliações utilizando a técnica de enumeração de estados, a lista de contingências é composta dos mesmos elementos utilizados na formação do espaço de estados, ou seja, a Rede Básica, sendo realizadas apenas análises de contingências simples (N-1). Nas avaliações por simulação Monte Carlo, todos os circuitos do espaço de estados participam do processo de amostragem.

O processo de análise dos resultados não tem por objetivo focar apenas os índices de confiabilidade obtidos, mas especialmente os resultados derivados das análises probabilísticas sem adoção de medidas corretivas [4]. Estas avaliações assemelham-se às análises puramente determinísticas adotadas atualmente. Assim, é possível notar os benefícios qualitativos obtidos pela adoção sistemática de técnicas probabilísticas.

A utilização do Programa NH2 permite, simultaneamente, um diagnóstico determinístico e probabilístico do desempenho do sistema, além dos índices de confiabilidade, de tal forma que as informações de todos os relatórios disponíveis devem ser analisadas em conjunto.

5.2 Resultados dos estudos probabilísticos e de confiabilidade

As informações básicas das simulações probabilísticas para o ano 2007 estão destacados na Tabela 1. Pode-se observar que o método de enumeração considerando contingências simples é um processo muito rápido, consumindo cerca de 2 minutos na análise de cerca de 950 casos de contingências. Esta simulação cobriu 74% do espaço de estados, sendo que a probabilidade de ocorrência do caso base situa-se em torno de 38% e a probabilidade acumulada de todas as contingências simples fica em torno de 36% do espaço de estados. Os restantes 26% estão relacionados a contingências de ordem superior.

No processo de simulação Monte Carlo foram analisadas 50 mil contingências, em aproximadamente 90 minutos. As probabilidades do caso base e de contingências simples são muito próximas do valor exato calculado pela técnica de enumeração de estados. Contingências duplas cobrem uma pequena parte do espaço de estados (em torno de 18%) e as de ordem mais elevada têm uma probabilidade de ocorrência da ordem de 7%. Apesar de representarem cerca de 24% do espaço de estados, as contingências de ordem superior são responsáveis por um aumento de 74% no índice de problemas no sistema.

Tabela 1 - Resultados básicos para o ano 2007 (sem medidas corretivas)

	Enumeração Simples	Simulação Monte Carlo
Número de Eventos	954	50.000
Espaço de Estados Avaliado (%)	74,74	-
Probabilidade do caso base (%)	38,17	37,77
Probabilidade das contingências simples (%)	36,57	37,47
Probabilidade das contingências duplas (%)	-	17,59
Probabilidade das contingências de ordem superior (%)	-	7,16
Probabilidade de problemas no sistema	1,00	1,74 ^(†)
Tempo de simulação (min)*	2,00	96,00

(*) Usando um Pentium 4 / Processador 3.0GHz / 512MB RAM

(†) Em relação a enumeração simples

O método de enumeração de contingências simples pode ser considerado um “critério N-1 probabilístico”, e seus resultados podem ser comparados com os obtidos a partir de um critério determinístico tradicional. Embora ele seja raramente capaz de cobrir a maior parte do espaço de estados, fornece uma variedade de informações que não seriam disponíveis com abordagens puramente determinísticas.

A Figura 1 exemplifica como a abordagem probabilística pode agregar valor às avaliações determinísticas. Nestes casos, são de interesse prioritário contingências de maior impacto, ou seja, que causem severas violações operativas. Contudo, tais situações podem estar associadas a probabilidades de ocorrência extremamente baixas. O gráfico mostra as 40 contingências mais críticas segundo a abordagem determinística. O raio de cada “bolha” é proporcional ao produto do grau de impacto determinístico pela probabilidade de ocorrência, e expressa o nível de impacto de cada contingência de um ponto de vista probabilístico. Pode-se observar que a contingência mais crítica, segundo a ótica determinística, possui baixo grau de impacto probabilístico. Por outro lado, a terceira contingência determinística é notadamente a pior para o sistema, em grande parte devido a sua alta probabilidade de ocorrência. Esta abordagem pode ressaltar situações desprezadas nas avaliações puramente determinísticas, devido ao seu impacto não tão severo no desempenho do sistema, mas que, em função de sua elevada probabilidade de ocorrência deva ser considerada.

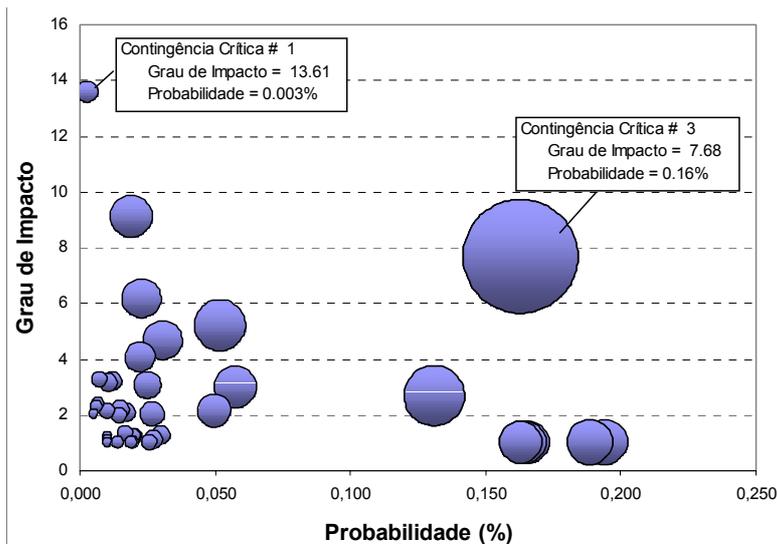


Figura 1 – Contingências críticas segundo violações de tensão

Outra informação relevante obtida das avaliações probabilísticas é a estratificação dos problemas do sistema por modos de falha: sobrecargas, violações de tensão e ilhamentos. A Figura 2 mostra a evolução das variações relativas dos modos de falha para o horizonte de estudos considerando apenas contingências simples. Para o modo de falha de sobrecarga, nota-se uma redução de 50% para o ano 2009, se comparado ao ano 2007. Em 2011 nota-se um ligeiro aumento e a seguir uma tendência de redução dos problemas de sobrecargas até o final do período. Com relação ao modo de falha de ilhamento observa-se redução no ano 2009 e uma estabilidade nos anos 2011 e 2013. Em 2015 nota-se uma redução acentuada deste tipo de problema (75%) com relação do ano anterior, o que pode indicar uma redução no número de configurações radiais para o ano final da rede de transmissão estudada. Em oposição aos modos de falha de sobrecarga e de ilhamento, os problemas de violação de tensão apresentam reduções sucessivas até 2013. Contudo, no último ano do período nota-se acentuada elevação deste tipo de problema, alterando a tendência anterior.

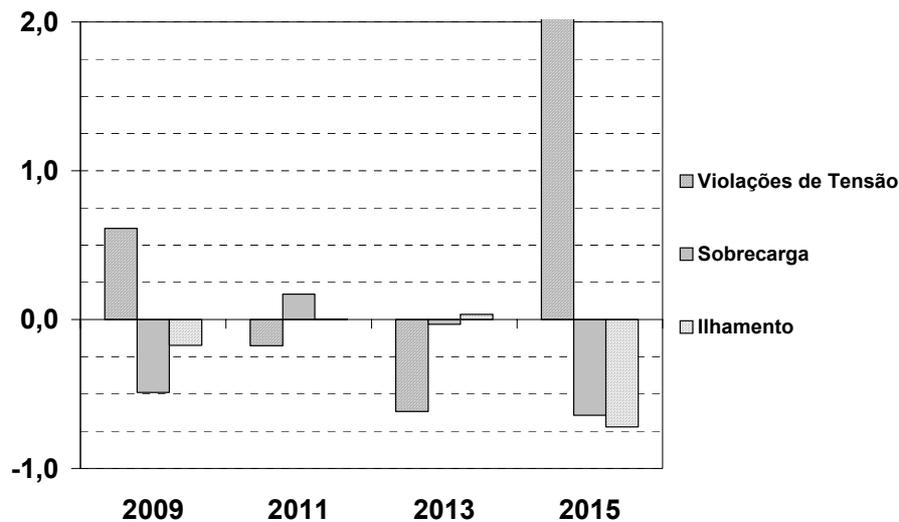


Figura 2 – Evolução das variações relativas dos modos de falha para enumeração simples

A utilização de indicadores relativos, conforme apresentado na Figura 2, permite avaliar de modo direto a evolução do sistema, sem a necessidade explícita dos índices absolutos, especialmente na ausência de padrões pré-estabelecidos. Uma vez que os sistemas evoluem de modo gradativo ano a ano, deseja-se uma melhoria ou manutenção do desempenho, i.e variações negativas ou nulas, tendo em vista que a configuração de um determinado ano traz consigo todos os reforços das configurações anteriores, além daqueles próprios do ano em questão. Portanto, aumentos bruscos nas variações dos índices devem ser analisados com atenção, uma vez que podem indicar uma degradação acentuada do desempenho, para o qual certamente devem ser indicadas alternativas de solução.

Estudos probabilísticos permitem também identificar a contribuição relativa de cada modo de falha para o desempenho total do sistema, conforme apresentado na Figura 3 para o ano 2009. Pode-se observar que 47% dos problemas no sistema são devidos somente às violações de tensão. Problemas de ilhamento representam 34% do desempenho total. Sobrecarga isoladamente parece ser um problema menor (7%) e se combinado com violações de tensão representam 12%.

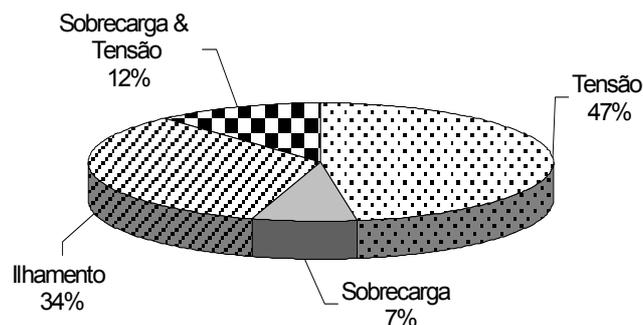


Figura 3 – Contribuições relativas dos modos de falha para enumeração simples para o ano 2009

Informações adicionais podem ser obtidas através da estratificação do sistema estudado em áreas ou subsistemas, de acordo com regiões geográficas, níveis de tensão, áreas de influência das concessionárias etc. Os resultados estratificados são úteis para indicar a contribuição relativa de cada área ou subsistema no desempenho global. Dessa forma, o território brasileiro foi dividido em três regiões geográficas, Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte/Nordeste. Conforme indicado na Tabela 2, foram analisadas 1133 contingências simples na rede de transmissão para o ano 2011, o que representa 313 contingência no sistema Norte/Nordeste, 504 contingências no sistema Sudeste/Centro-oeste e 316 contingências para o sistema Sul. Nota-se uma dominância do sistema Sudeste/Centro-oeste, representando 67% do total de problemas, seguido pelas regiões Norte/Nordeste com 27% e Sul com 6%.

Estes resultados evidenciam uma das diferenças entre as abordagens determinísticas e probabilísticas. Apesar do número de contingências analisadas para as regiões Norte/Nordeste e Sul ser basicamente o mesmo, nota-se que o espaço de estados ocupado pela região Sul é apenas ligeiramente menor, mas sua contribuição para o índice do sistema é de apenas 6%, enquanto a contribuição do sistema Norte/Nordeste é de 27%. Isto mostra que consideração das probabilidades de ocorrência das diferentes situações de emergência é tão importante quanto a consideração dos efeitos e conseqüências das mesmas.

Tabela 2 – Estratificação do sistema em regiões geográficas para o ano 2011

Modos de Falha (%)	Brasil	Norte / Nordeste	Sudeste / Centro-Oeste	Sul
Número de Eventos	1133	313	504	316
Espaço de Estados Avaliado (%)	68,59	43,57	49,24	40,04
Probabilidade das contingências simples (%)	36,46	11,44	17,11	7,91
Probabilidade de problemas no sistema (relativas ao índice sistêmico - Brasil)	1,00	0,27	0,67	0,06

Conforme já mencionado, além das avaliações probabilísticas, foram realizadas também avaliações de confiabilidade, com adoção de medidas corretivas, incluindo ajustes de transformadores com OLTC e redespacho de potência ativa e reativa.

A Figura 4 ilustra a evolução das variações dos índices de confiabilidade nas avaliações de enumeração simples para o horizonte considerado, a exemplo das variações apresentadas para os diferentes modos de falha. Nota-se uma elevação considerável nos índices no ano 2011, relativa ao ano 2009. O desempenho mantém-se praticamente estável em 2013, com ligeira redução nos índices, havendo uma deterioração no ano seguinte.

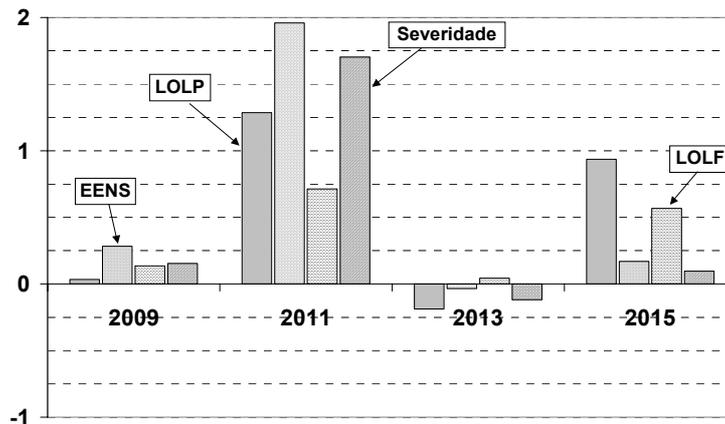


Figura 4 – Evolução das variações relativas dos índices de confiabilidade para enumeração simples

6.0 - CONCLUSÃO

De modo a contribuir no aperfeiçoamento dos estudos de planejamento da transmissão do sistema elétrico brasileiro, o CEPEL, em conjunto com a Eletrobrás, realizou um projeto de pesquisa visando explorar a aplicação de técnicas probabilísticas nos estudos de elaboração Plano Decenal da Expansão da Transmissão (PDEE).

Este trabalho demonstrou, de forma qualitativa, como os resultados das avaliações probabilísticas podem agregar valor às análises puramente determinísticas, com pequeno esforço computacional adicional.

A análise dos modos de falha permitem identificar os problemas preponderantes e suas contribuições no desempenho do sistema. Também a desagregação por regiões e/ou sub-sistemas permite identificar a distribuição ou grau de equalização do desempenho no sistema.

Foi demonstrado também como as avaliações puramente determinísticas são incapazes de identificar situações verdadeiramente críticas, e como o enfoque probabilístico é capaz de realçá-las, pela conjugação do impacto sistêmico com a sua probabilidade ocorrência.

A utilização de técnicas probabilísticas em associação a critérios determinísticos traz benefícios evidentes, pois possibilita aos especialistas responder de modo rápido questões relevantes sobre o desempenho do sistema, identificar de modo mais preciso os problemas, e conseqüentemente levando a uma melhor alocação dos recursos disponíveis.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] PROSD Working Group, IEEE PES APM Subcommittee, "Reliability indices for use in bulk power supply adequacy evaluation", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, no. 4, pp. 1097-1103, Jul/Aug. 1978.
- [2] 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 solutions", *Third International Conference on Probabilistic Methods Applied to Electric Power Systems*, 1991, pp. 64-69.
- [3] CEPEL, Programa NH2 – Manual do usuário Versão 8.0, Dez. 2006.
- [4] A.R. Carvalho, A.M.Rei, F.L. Lírio, P.C. Almeida, E.F. Mendes, E.S. Delvizio, "Probabilistic Techniques Applied to the Brazilian Transmission Expansion Planning", X SEPOPE, Florianópolis, Brasil, 2006
- [5] ONS, Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica – Período 2006-2008, Rio de Janeiro, Brasil, Tech. Rep. RE.ONS-2.1-073/2005, 2005 [Online]. Disponível: <http://www.ons.org.br>
- [6] R. Billinton, R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems – Concepts and Techniques*, Plenum Press, New York, 1983.
- [7] ONS, Probabilistic Performance of Transmission Lines in Brazil, Tech. Rep. ONS-2.1-033/2001, Oct. 2001
- [8] CCPE/CTET, Plano Indicativo de Transmissão das Regiões Sudeste / Centro-oeste – Período 2003-2012, Rio de Janeiro, Brazil, Tech Rep. CCPE/CTET-xxx/200y, April 200y.
- [9] M.Th.Schilling, A.M. Rei, M.B. Do Coutto F^o, J.C.S. Souza, "On the Implicit Probabilistic Risk Embedded in the Deterministic "n- α " Type Criteria", *2002 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Electric Power Systems*, Naples, Italy, 2002.
- [10] M.Th. Schilling, A.M. Rei, N.H.M. soares, J.W.M. Lima, "Mensurando o Risco Probabilístico do Critério n-1", XVI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de energia Elétrica, Campinas, Brasil, 2001.
- [11] N. Maruejols, V. Sermanson, S.T. Lee, P. Zhang, "A Practical Probabilistic Reliability Assessment Using Contingency Simulation", *Power Systems Conference and Exposition*, 2004.IEEE PES, 10-13 Oct, pp. 1312-1318, vol.3.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Antonio Ricardo Cavalcanti Dias de Carvalho
 Nascido no Rio de Janeiro, RJ em 16 de setembro de 1959.
 Mestrado (1987): COPPE/UFRJ – Rio de Janeiro
 Graduação (1981) em Engenharia Elétrica: UFRJ - Rio de Janeiro
 Empresa: CEPEL, desde 1986
 Pesquisador do Departamento de Sistemas Elétricos

Andrea de Mattos Rei
 Nascida no Rio de Janeiro, RJ em 2 de agosto de 1966.
 Doutorado (1997) e Mestrado (1992): PUC - Rio de Janeiro
 Graduação (1988) em Engenharia Elétrica: UERJ - Rio de Janeiro
 Empresa: CEPEL, desde 2002
 Pesquisador do Departamento de Sistemas Elétricos

Fabíola Ferreira Clement Véliz
 Nascida no Rio de Janeiro, RJ em 22 de junho de 1981.
 Graduação (2005) em Engenharia Elétrica: UFRJ - Rio de Janeiro
 Empresa: CEPEL, desde 2002
 Pesquisador do Departamento de Sistemas Elétricos