

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FELIPE CAMARA NETO

**FATORES DE INFLUÊNCIA NA AVALIAÇÃO DE
INDICADORES PROBABILÍSTICOS DA ADEQUAÇÃO
DE SISTEMAS DE POTÊNCIA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para
obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia
Elétrica

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva (UNIFEI)

Coorientador: Prof. Marcus Theodor Schilling (UFF)

Novembro de 2011

Itajubá - MG

Aos meus pais Paulo e Adarlete,
e à minha esposa Ruth.

AGRADECIMENTOS

Dedico este trabalho aos meus pais Paulo e Adarlete, co-responsáveis por esta nova conquista, que desde 20 de fevereiro de 1981 têm sido os maiores incentivadores à minha busca por novas oportunidades de crescimento pessoal e profissional. Sou imensamente grato pelo carinho, cuidado e incentivo dispensados ao longo destes 30 anos.

À minha esposa Ruth pelo incentivo e compreensão nos momentos de ausência.

À minha Irmã Flávia por ser uma incentivadora e exemplo de dedicação aos estudos.

Agradecimento especial àqueles que acreditaram em meu potencial e indicaram o caminho a seguir: Professor Armando Martins Leite da Silva (UNIFEI) e Professor Marcus Theodor Schilling (UFF). Muito obrigado pelo incentivo, pela orientação nos desafios apresentados e paciência demonstrados.

À ELETROBRAS FURNAS, representada pelos gerentes Eng^o Marco Antônio de Paiva Fontes, Eng^o José Márcio Peralta e Eng^o Cesar Ribeiro Zani, pelo investimento e colaboração desde o ingresso no Curso de Especialização de Sistemas Elétricos – CESE Transmissão.

Nota: Este trabalho contou com o apoio parcial do CNPq.

RESUMO

A busca por um sistema eficiente, seguro e com baixo custo operacional exige um tratamento adequado para tal objetivo: a análise probabilística de confiabilidade. Esta metodologia, que incorpora a aleatoriedade do comportamento dos equipamentos nas análises, permite identificar não só a severidade de um estado e seu impacto no comportamento do sistema, mas também a probabilidade de sua ocorrência. A combinação apropriada de grandezas de interesse e probabilidades gera índices que representam situações de riscos e que são apropriados para a determinação da adequação do sistema.

Ao contrário dos bem estabelecidos estudos tradicionais de fluxo de potência e estabilidade, a análise probabilística de confiabilidade encontra-se em processo de consolidação de critérios de processamento. Esta situação gera uma barreira para a compreensão clara e precisa dos resultados obtidos devido à vasta possibilidade de representação da rede elétrica e das técnicas de análise. *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.*

Visando minorar essa dificuldade, esta Dissertação investigará os diversos fatores que podem influenciar o resultado numérico dos índices de confiabilidade em razão das premissas de estudo. Os resultados obtidos subsidiarão o uso eficiente da análise probabilística de confiabilidade nos ambientes de operação e planejamento.

Palavras-chave: confiabilidade, adequação, risco, desempenho.

ABSTRACT

The search for an efficient, secure, and inexpensive operational system requires an adequate treatment for the reliability analysis. Based on the background performance of the system, it is possible to statistically anticipate future performance of the network. This methodology, which incorporates the random behavior of the equipment into the analysis, not only allows the identification of the severity of a state and its impact on the system behavior, but also the probability of its occurrence. The proper combination of event importance and probabilities creates indices that represent risky situations and are satisfactory to determine the system adequacy.

Contrary to the well established load flow and stability studies, the probabilistic reliability analysis is in a process of consolidation in terms of acceptable criteria. This situation creates a barrier that prevents clearer understanding of the results obtained by this approach. In addition to the difficulty of interpreting the generated indices through probabilistic analysis, it is added the large numerical range (statistical amplitude) to which they are submitted.

In order to minimize this difficulty, this Dissertation investigates several factors that can impact the numerical results of the reliability indices, depending on pre-specified assumptions and conditions. The results achieved in the proposed work will support the effective use of reliability analyses in expansion and operation planning environments.

Keywords: reliability, adequacy, risk, performance.

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS	XI
LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS	XIV
1 – INTRODUÇÃO	1
1.1 – CONSIDERAÇÕES GERAIS	1
1.2 – DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO	4
1.3 – RELEVÂNCIA DO TEMA	6
1.4 – ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	7
1.5 – ARTIGOS PUBLICADOS	8
2 – FATORES QUE INFLUENCIAM OS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE	10
2.1 – INTRODUÇÃO	10
2.2 – VARIABILIDADE DE MODELOS	11
2.2.1 – Fontes Primárias de Energia	11
2.2.2 – Parque Gerador	12
2.2.3 – Topologia	12
2.2.4 – Carga	13
2.2.5 – Práticas Operativas	14
2.3 – VARIABILIDADE DO ESPAÇO PROBABILÍSTICO DE ESTADOS	15
2.3.1 – Composição de Incertezas	15
2.3.2 – Cálculo Numérico das Taxas de Falha e Tempos Médios de Reparo	15
2.3.2.1 – Dados Estocásticos para Linhas de Transmissão	16
2.3.2.2 – Dados Estocásticos para Transformadores	17
2.3.2.3 – Dados Estocásticos para Geradores	17
2.3.3 – Horizontes Temporais	17
2.4 – VARIABILIDADE DAS TÉCNICAS DE SELEÇÃO DE ESTADOS	18
2.4.1 – Representação por Espaço de estados	19

2.4.1.1 – Enumeração de Estados.....	20
2.4.1.2 – Simulação Monte Carlo Não-Sequencial	22
2.4.2 – Representação Cronológica.....	24
2.4.2.1 – Simulação Monte Carlo Sequencial	25
2.4.2.2 – Simulação Monte Carlo Pseudo-Sequencial.....	27
2.4.2.3 – Simulação Monte Carlo Pseudo-Sequencial com Representação Markoviana	29
2.4.2.4 – Simulação Monte Carlo Pseudo-Cronológica	30
2.5 – VARIABILIDADE DAS TÉCNICAS DE MONITORAÇÃO E ELIMINAÇÃO DE VIOLAÇÕES	31
2.5.1 – Forma de Obtenção do Fluxo de Potência.....	31
2.5.1.1 – Fluxo de Potência AC	32
2.5.1.2 – Fluxo de Potência DC	32
2.5.1.3 – Fluxo de Potência Ótimo.....	33
2.5.2 – Variabilidade de Limites	33
2.5.3 – Variabilidade de Controles	34
2.5.4 – Variabilidade do Tipo de Monitoração	34
2.6 – VARIABILIDADES DIVERSAS	34
2.6.1 – Variabilidade de Tolerância.....	34
2.6.1.1 – Enumeração de Estados.....	35
2.6.1.2 – Simulação Monte Carlo.....	35
2.6.2 – Variabilidade de Geração de Aleatoriedades	35
2.6.3 – Indicadores de Risco.....	36
2.7 – SUMÁRIO	39
3 – DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE CONFIABILIDADE	41
3.1 – INTRODUÇÃO.....	41
3.2 – DIRETRIZES PARA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL.....	42
3.2.1 – Tipologia de Estudos.....	42
3.2.1.1 – Estudos Regulares.....	42
3.2.1.2 – Estudos Especiais.....	43
3.2.2 – Modos de Falha.....	44

3.3 – DIRETRIZES DE MODELAGEM	45
3.3.1 – Modelagem das Fontes Primárias e do Parque Gerador	45
3.3.2 – Modelagem da Transmissão	45
3.3.2.1 – Linhas de Transmissão	46
3.3.2.2 – Transformadores	46
3.3.2.3 – Outros Equipamentos Associados à Transmissão	47
3.3.2.4 – Arranjo de Subestações	47
3.3.3 – Modelagem da Carga	47
3.3.4 – Outros Aspectos de Modelagem	48
3.4 – DIRETRIZES PARA REPRESENTAÇÃO DAS INCERTEZAS	48
3.5 – CÁLCULO NUMÉRICO DA CONFIABILIDADE	50
3.5.1 – Seleção de Estados Operativos do Sistema	50
3.5.2 – Análise dos Estados Operativos Seleccionados	51
3.5.2.1 – Modos de Falha	51
3.5.2.2 – Monitoração	51
3.5.2.2 – Medidas Operacionais Corretivas	51
3.5.3 – Cálculo dos Índices de Confiabilidade	52
3.5.4 – Validação da Análise do Espaço de Estados	52
3.5.5 – Indicador de Risco	53
3.5.6 – Aplicativo Computacional	54
3.6 – SUMÁRIO	55
4 – VARIABILIDADE DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE: RESULTADOS	56
4.1 – INTRODUÇÃO	56
4.2 – SISTEMA-TESTE BRASILEIRO COM 107 BARRAS (STB-107)	57
4.2.1 – Índice de Referência	60
4.2.2 – Variabilidade na Representação das Incertezas (λ)	61
4.2.3 – Variabilidade das Medidas Corretivas	62
4.2.4 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados	65
4.2.5 – Variabilidade da Monitoração de Violações	67
4.2.6 – Variabilidade da Técnica de Seleção de Estados	68

4.3 – SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)	70
4.3.1 – Índice de Referência	70
4.3.2 – Variabilidade na Representação das Incertezas (λ)	73
4.3.3 – Variabilidade das Medidas Corretivas	74
4.3.4 – Variabilidade da Monitoração de Violações	77
4.3.5 – Variabilidade da Técnica de Seleção de Estados	79
4.3.6 – Outras Análises para Enumeração de Estados.....	79
4.3.7 – Variabilidades Diversas na Simulação Monte Carlo Não-Sequencial	80
4.3.8 – Variabilidade da Seleção da Barra de Referência.....	82
4.3.9 – Variabilidade da Tolerância.....	84
4.3.10 – Variabilidade da Semente	87
4.3.11 – Confiabilidade Composta	92
4.3.12 – Investigações Adicionais	96
4.4 – AMPLITUDES ESTATÍSTICAS DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SIN.....	99
4.5 – SUMÁRIO	106
5 – CONCLUSÕES	107
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	116
SISTEMA-TESTE BRASILEIRO COM 107 BARRAS	122
A.1 DADOS DO SISTEMA	122

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Características de Linhas e Transformadores no Brasil	49
Tabela 3.2 – Características de Geradores no Brasil	49
Tabela 3.3 – Classificação do Risco pela Severidade.....	54
Tabela 4.1 – Caso de Referência (Caso 1 – STB)	60
Tabela 4.2 – Variabilidade na Representação das Incertezas (Caso 2 – STB).....	61
Tabela 4.3 – Variabilidade na Representação das Incertezas (Caso 3 – STB).....	62
Tabela 4.4 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 4 – STB).....	63
Tabela 4.5 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 5 – STB).....	63
Tabela 4.6 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 6 – STB).....	64
Tabela 4.7 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 7 – STB).....	64
Tabela 4.8 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 8 – STB).....	64
Tabela 4.9 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 9 – STB).....	65
Tabela 4.10 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 10 – STB).....	65
Tabela 4.11 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 11 – STB)	66
Tabela 4.12 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 12 – STB)	66
Tabela 4.13 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 13 – STB)	67
Tabela 4.14 – Variabilidade da Monitoração de Violações (Caso 14 – STB)	67
Tabela 4.15 – Variabilidade da Monitoração de Violações (Caso 15 – STB)	68
Tabela 4.16 – Variabilidade da Técnica de Seleção de Estados (Caso 16 – STB) – Monte Carlo.....	69
Tabela 4.17 – Caso de Referência (Caso 1 – SIN)	71
Tabela 4.18 – Índices Globais do SIN (EPE).....	71
Tabela 4.19 – Caso de Referência (Caso 1 – SIN) / Índices pré-medidas corretivas (PPS).....	72
Tabela 4.20 – Evolução da Severidade da Rede Básica [O07, O08, O09, O10a].....	73
Tabela 4.21 – Variabilidade na Representação das Incertezas (Caso 2 – SIN).....	74
Tabela 4.22 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 3 – SIN).....	75
Tabela 4.23 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 4 – SIN).....	75
Tabela 4.24 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 5 – SIN).....	76

Tabela 4.25 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 6 – SIN).....	76
Tabela 4.26 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 7 – SIN).....	76
Tabela 4.27 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 8 – SIN).....	77
Tabela 4.28 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 9 – SIN).....	77
Tabela 4.29 – Variabilidade da Monitoração de Violações (Caso 10 – SIN)	78
Tabela 4.30 – Variabilidade da Monitoração de Violações (Caso 11 – SIN)	78
Tabela 4.31 – Variabilidade da Monitoração de Violações (Caso 12 – SIN)	78
Tabela 4.32 – Variabilidade da Técnica de Seleção de Estados (Caso 13 – SIN) – Monte Carlo.....	79
Tabela 4.33 – Variabilidades Diversas (Caso 14 – SIN)	80
Tabela 4.34 – Variabilidade na Representação das Incertezas (Caso 15 – SIN) – Monte Carlo.....	81
Tabela 4.35 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 16 – SIN) – Monte Carlo	81
Tabela 4.36 – Variabilidade da Monitoração de Violações (Caso 17 – SIN) – Monte Carlo.....	82
Tabela 4.37 – Variabilidades Diversas (Caso 18 – SIN) – Monte Carlo	82
Tabela 4.38 – Variabilidade da Seleção da Barra de Referência (Caso 19 – SIN) ...	83
Tabela 4.39 – Variabilidade da Seleção da Barra de Referência (Caso 20 – SIN) ...	83
Tabela 4.40 – Variabilidade da Tolerância (Caso 21 – SIN)	84
Tabela 4.41 – Variabilidade da Tolerância (Caso 22 – SIN)	85
Tabela 4.42 – Variabilidade da Tolerância (Caso 23 – SIN)	85
Tabela 4.43 – Variabilidade da Tolerância (Caso 24 – SIN) – Monte Carlo	86
Tabela 4.44 – Variabilidade da Tolerância (Caso 25 – SIN) – Monte Carlo	86
Tabela 4.45 – Variabilidade da Tolerância (Caso 26 – SIN) – Monte Carlo	86
Tabela 4.46 – Variabilidade da Semente (Caso 27 – SIN) – Monte Carlo	89
Tabela 4.47 – Variabilidade da Semente (Caso 28 – SIN) – Monte Carlo	89
Tabela 4.48 – Variabilidade da Semente (Caso 29 – SIN) – Monte Carlo	89
Tabela 4.49 – Variabilidade da Semente (Caso 30 – SIN) – Monte Carlo	90
Tabela 4.50 – Variabilidade da Semente (Caso 31 – SIN) – Monte Carlo	90
Tabela 4.51 – Variabilidade da Semente (Caso 32 – SIN) – Monte Carlo	90
Tabela 4.52 – Variabilidade da Semente (Caso 33 – SIN) – Monte Carlo	91
Tabela 4.53 – Variabilidade da Semente (Caso 34 – SIN) – Monte Carlo	91

Tabela 4.54 – Variabilidade da Semente (Caso 35 – SIN) – Monte Carlo	91
Tabela 4.55 – Variabilidade da Semente (Caso 36 – SIN) – Monte Carlo	92
Tabela 4.56 – Variabilidade da Semente (Caso 37 – SIN) – Monte Carlo	92
Tabela 4.57 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 38 – SIN) .	94
Tabela 4.58 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 39 – SIN) .	94
Tabela 4.59 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 40 – SIN) .	95
Tabela 4.60 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 41 – SIN) – Monte Carlo.....	95
Tabela 4.61 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 42 – SIN) .	96
Tabela 4.62 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 43 – SIN) .	97
Tabela 4.63 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 44 – SIN) .	97
Tabela 4.64 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 45 – SIN) .	98
Tabela 4.64-1 – Índices de Problemas Pré-Medidas Corretivas (Caso 45 – SIN).....	98
Tabela 4.65 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 46 – SIN) .	99
Tabela 5.1 – Variabilidade dos Índices de Confiabilidade para o SIN (Abril de 2009, carga pesada, 66,15 GW)	111

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

- E(.) – operador valor esperado
EENS – valor esperado de energia não suprida (*expected energy not supplied*)
ELETROBRAS CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
EPNS – valor esperado de potência não suprida (*expected power not supplied*)
F(.) – função teste
GCOI – Grupo Coordenador para Operação Interligada
GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos
GTAD – Grupo de Trabalho de Avaliação de Desempenho
GTPG – Grupo de Trabalho do Planejamento da Geração
IS – índice de severidade
LOLD – duração média de perda de carga (*loss of load duration*)
LOLE – número de horas de perda de carga (*loss of load expectation*)
LOLF – frequência média de perda de carga (*loss of load frequency*)
LOLP – probabilidade de perda de carga (*loss of load probability*)
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
P(x) – probabilidade de cada estado x
RB – Rede Básica
RñB – Rede não Básica
SEB – Sistema Elétrico Brasileiro
SGC – Subgrupo de Confiabilidade (GCPS)
SGCONF – Subgrupo de Confiabilidade (GCOI)
SGCRISE – Subgrupo de Critérios de Suprimento de Energia
SIN – Sistema Interligado Nacional
STB – sistema-teste brasileiro
V(.) – operador variância
x – estado do sistema
X – espaço de estados
 β – coeficiente de variação

λ – taxa de falha de um equipamento modelado a dois estados

μ – taxa de reparo de um equipamento modelado a dois estados

$\sim$ – estimativa da variável

* * *

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 – CONSIDERAÇÕES GERAIS

Com a recente reestruturação do setor elétrico, que visou impulsionar a concorrência entre os agentes, tornou-se possível a criação de um mercado livre para negociação do preço de compra e venda da energia elétrica. Esta nova modalidade tem por meta assegurar o fornecimento de energia elétrica à sociedade com qualidade no atendimento e ao menor custo.

Seguindo a diretiva do novo modelo, os órgãos responsáveis pelo planejamento da expansão e operação do sistema elétrico brasileiro (SEB) devem se preocupar em atender a crescente demanda de energia, buscando sempre as alternativas menos onerosas, sem esquecer a segurança. Para isto, faz-se necessária a definição de balizadores capazes de estabelecer um desempenho elétrico aceitável.

Os critérios balizadores dos estudos elétricos podem ser definidos em determinísticos e probabilísticos. Os critérios determinísticos são baseados na experiência de operadores e planejadores de sistemas, enquanto os probabilísticos consideram os riscos ou incertezas inerentes aos componentes da rede elétrica.

Até os dias atuais, o setor elétrico brasileiro vem utilizando aproximadamente o critério determinístico “N-1” como referência. Este critério impõe que o sistema deve manter o pleno atendimento à carga, dentro de limites de carregamento e tensão adequados, quando da eventual perda de algum elemento. No entanto, o SEB não atende, *stricto sensu*, o critério determinístico [O09] e sabe-se que, para isso, vultosos investimentos seriam necessários. Para ilustrar essa situação observa-se que o grau de aderência ao critério “N-1”, tipicamente verificado, situa-se em torno

de 90%, ou seja, 10% das contingências simples na rede básica poderiam ocasionar violações. Para situações em que dois ou mais circuitos compartilham a mesma torre ou faixa de servidão, este critério pode ser estendido para “N-2”, “N-3”, etc.

A análise determinística supõe que os geradores, as linhas de transmissão e os transformadores possuem o mesmo comportamento quanto à possibilidade de falha. Esta consideração permite discriminar um estado de falha com consequências desastrosas para o sistema, mas que, no entanto, poderá ter uma baixíssima probabilidade de ocorrência, resultando num patamar de risco aceitável. Por outro lado, para o caso de falhas bem menos severas, mas com altíssimas probabilidades de ocorrência, o nível de risco obtido poderá ser inaceitável para os consumidores. Em ambos os casos, a análise convencional determinística ignora o conceito de risco, podendo resultar em soluções desnecessariamente onerosas ou mesmo inseguras.

Ao contrário do critério determinístico, a análise probabilística leva em consideração a aleatoriedade no comportamento dos elementos de geração, transmissão e transformação com a inclusão de suas respectivas taxas de falha, o que possibilita a aferição da confiabilidade do sistema através de índices que reproduzem o comportamento real do sistema. Desta forma, a representação das incertezas direciona o planejamento da expansão e operação a prepararem o sistema para suportar a contingência com maior probabilidade de ocorrência, visto que atribuir a mesma probabilidade de falha a equipamentos que possuem graus de impacto diferentes onera ainda mais o custo do sistema.

Os estudos de confiabilidade têm por objetivo avaliar os estados operativos do sistema em função da disponibilidade dos equipamentos e para isto criou-se a classificação de estados de sucesso e estados de falha. O sistema estará em um estado de sucesso se toda a carga for atendida dentro dos limites de carregamento e tensão. Caso contrário, havendo qualquer restrição no sistema, seja sobrecarga, déficit de geração ou ilhamento, o sistema se encontrará em um estado de falha.

Tradicionalmente, a análise de confiabilidade pode ser dividida em três segmentos: geração, transmissão e distribuição. A combinação destes segmentos, que corresponde aos níveis hierárquicos NH1, NH2 e NH3, possibilita incluir as particularidades de cada segmento ao estudo a ser realizado.

O nível hierárquico NH1, ou simplesmente confiabilidade do sistema de geração, supõe que toda a geração e carga estão concentradas em uma única barra, ou seja, que o sistema de transmissão não possui limitações.

O nível hierárquico NH2, ou confiabilidade composta dos sistemas geração-transmissão, compreende a inclusão das falhas e limitações da rede de transmissão ao parque gerador. Admite-se também a consideração incertezas apenas na malha de transmissão, ou seja, com o parque gerador 100% confiável. A este caso particular atribui-se a classificação de confiabilidade da transmissão.

O nível hierárquico NH3 engloba a rede de distribuição nas análises anteriores. No entanto, incluir a malha de distribuição nas avaliações aumenta significativamente o espaço amostral, o que direciona o caso particular da rede de distribuição a uma análise desacoplada dos sistemas de geração e transmissão.

A referência [LPS89] ampliou a classificação dos níveis hierárquicos para estabelecer uma visão mais geral do problema ao acrescentar o nível hierárquico NH0. A principal preocupação deste nível é balancear a disponibilidade de energia com a demanda total do sistema elétrico. As falhas ocorridas no sistema energético são basicamente devido ao déficit de energia. Neste nível, a geração e transmissão são consideradas 100% confiáveis e será sempre possível atender o montante requisitado. Porém, devem ser considerados os fatores externos que proporcionam incertezas na avaliação da confiabilidade. Estes fatores podem ser devido às condições climáticas (seca, velocidade do vento, dias nebulosos, etc.) que afetam as fontes renováveis (hídrica, eólica, solar, etc.) ou fatores econômicos (preço do combustível, greve, crise, etc.) que atingem as fontes de energia combustíveis (óleo, carvão, gás, etc.).

Finalmente, a confiabilidade de sistemas elétricos pode ser analisada sob os aspectos de adequação e segurança. A adequação está relacionada à análise estática do sistema na ocorrência da saída forçada de um equipamento, excluindo a dinâmica do evento. Já a segurança [T08, S09a] diz respeito ao comportamento dinâmico, ou seja, aos eventos que podem levar à instabilidade do sistema.

De forma a se obter um estudo de confiabilidade completo, os estudos de adequação devem ser combinados com os estudos de segurança. Entretanto, devido à alta complexidade do estudo combinado, somente as análises de adequação de sistemas são consideradas na rotina usual das empresas.

1.2 – DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

As primeiras aplicações da teoria de confiabilidade aos sistemas elétricos de potência, restritas ao sistema de geração, iniciaram-se a partir do ano de 1947. No entanto, somente na década de 1980 iniciou-se, no Brasil, um processo de aplicação dos modelos de forma mais ampla e generalizada pelos já extintos Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) e Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), ambos coordenados pela Eletrobrás. Até então, tais iniciativas eram localizadas em algumas empresas concessionárias [N95, S85].

Nesse sentido, pode-se dizer que as primeiras aplicações de modelos de confiabilidade se deram na função de planejamento da expansão do sistema. Ainda no âmbito do GCPS, foi criado, em 1983, o Subgrupo de Confiabilidade - SGC, que era responsável por todos os estudos de confiabilidade necessários para a expansão dos sistemas transmissão e subtransmissão. No que se refere aos estudos específicos para fontes primárias e geração, o fórum era o Grupo de Trabalho do Planejamento da Geração (GTPG).

Na operação, tarefa semelhante cabia a três grupos do GCOI: SGRISE, SGCONF e GTAD. O primeiro, o Subgrupo de Critérios de Suprimento de Energia, respondia pela confiabilidade das fontes primárias, estabelecendo critérios probabilísticos para

o planejamento da operação energética. O segundo, Subgrupo de Confiabilidade, por sua vez, era responsável pelos estudos de confiabilidade de geração para a operação energética; e o último, Grupo de Trabalho de Avaliação de Desempenho, incluía em suas responsabilidades os estudos específicos e integrados para a transmissão e também desenvolvia investigações sobre índices de desempenho.

Com a reestruturação do setor elétrico, que ocasionou a extinção dos grupos GCOI e GCPS e a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS em 1998, a coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ficaram sob responsabilidade deste operador.

Dentre os principais estudos e ações empreendidos pelo ONS na operação coordenada e centralizada do SIN e na administração dos serviços de transmissão na Rede Básica (instalações com tensões iguais ou maiores que 230 kV), destaca-se o Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR), o qual estabelece as necessidades de expansão da Rede Básica de forma a preservar seu adequado desempenho operacional e garantir o livre acesso. Neste processo de avaliação de desempenho da Rede Básica, a análise da confiabilidade está incluída no escopo dos estudos regulares.

No ano de 2004 foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelos estudos associados ao Planejamento da Expansão da Transmissão de Energia Elétrica. No escopo das atribuições desta empresa também está a realização de diversos estudos, entre eles o de confiabilidade, que subsidiarão o Plano Decenal de Transmissão com o objetivo de assegurar o suprimento de energia elétrica em condições adequadas de qualidade e de preço a todos os consumidores brasileiros.

Cabe destacar que em 1985 iniciou-se uma parceria entre o GCPS/SGC e Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, que durou até 1999, quando da

extinção do grupo, para desenvolver uma ferramenta para cálculo de índices de desempenho dos componentes do sistema de geração e transmissão do SIN. Em 2005, o ONS retomou os contatos com a UFSC, o que resultou na publicação da referência [SLSL06] em 2006.

Esta Dissertação investigará os diversos fatores que podem influenciar o resultado numérico dos índices de confiabilidade em razão das premissas do estudo de confiabilidade composta, com ênfase na variabilidade dos modelos empregados e suas respectivas premissas. Em relação a estes aspectos, não existem publicações relevantes nesta área. Alguns pontos estudados serão mencionados no Capítulo 2. Não serão tratadas de forma explícita modelos e metodologias que capturam incertezas em parâmetros nos estudos de confiabilidade no sentido proposto e discutido em, por exemplo, [P85, LPC88, C90, LCM92].

1.3 – RELEVÂNCIA DO TEMA

A análise da literatura comprova que, tanto no Brasil quanto no exterior, o emprego das técnicas probabilísticas na análise de sistemas de potência se encontra em estágio de maturação acentuada.

A utilização desta metodologia começou a galgar o status de procedimento eficaz em função de alguns fatores, tais como: gradual reconhecimento da natureza intrinsecamente estocástica dos fenômenos envolvidos, o desperdício oriundo de decisões tomadas com bases em critérios puramente determinísticos e, principalmente, crescente escassez de recursos econômicos, que obrigam a uma avaliação mais detalhada do comportamento do sistema e impõem a aceitação do conceito de risco.

Outro fator fundamental para o recente impulso nos estudos envolvendo teoria de confiabilidade, risco e análise de desempenho aplicados à sistemas de potência, reside no grande desenvolvimento na capacidade de processamento dos computadores. Como a análise de confiabilidade requer o tratamento de espaços de

estado probabilísticos de grandes dimensões, sua análise detalhada não era praticamente factível até um passado recente. Esse problema está sendo em boa parte superado pela combinação engenhosa dos avanços de hardware com desenvolvimentos tecnológicos e conceituais que se refletem em avanços no software.

Os atuais desenvolvimentos têm incentivado a realização de pesquisas de ponta relacionadas ao problema de segurança dinâmica considerando incertezas, que representam atualmente a fronteira do estado-da-arte do tema. Em razão da evolução das técnicas de análise de confiabilidade, atreladas ao avanço computacional, torna-se possível representar o comportamento do sistema elétrico de potência com suas diversas particularidades, prescindindo da adoção de premissas que refletirão na falta de precisão nos resultados obtidos.

Os procedimentos de processamento atualmente adotados pelo ONS e pela EPE para avaliação da adequação do sistema elétrico brasileiro têm servido como marco inicial, neste novo modelo do setor elétrico, na tentativa de sistematização dos estudos de confiabilidade. No entanto, essas premissas estão em caráter probatório, ou seja, podem sofrer ajustes e correções advindas do acúmulo de experiência, evolução do sistema e considerações de conveniência técnica-econômica.

1.4 – ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O Capítulo 1 buscou abordar o conceito e a importância das análises probabilísticas de confiabilidade assim como o desenvolvimento histórico e o estágio atual dos estudos desenvolvidos no âmbito do Setor Elétrico Brasileiro.

No Capítulo 2 serão detalhados o conjunto de premissas de modelagem, representação de incertezas e técnicas de cálculo que podem ser adotados nas avaliações de confiabilidade que poderão contribuir para a geração de significativas amplitudes estatísticas dos índices de confiabilidade.

No Capítulo 3 serão apresentados, de forma sucinta, as diretrizes e os critérios adotados atualmente pelo ONS para avaliação do desempenho do Sistema Interligado Nacional. Desta forma, os resultados encontrados com base nestes procedimentos servirão de referência para comparação com a investigação proposta neste trabalho: verificar o quanto os índices de confiabilidade são sensíveis às premissas de análise.

O Capítulo 4 apresentará os resultados provenientes da manipulação da metodologia vigente para representação da rede elétrica e simulação das análises de confiabilidade.

Finalmente, o Capítulo 5 apresentará as principais conclusões obtidas com a série de experimentos realizados e elencará as recomendações relevantes para revisão dos atuais procedimentos para avaliações probabilísticas de confiabilidade.

1.5 – ARTIGOS PUBLICADOS

Cabe registrar que parte dos resultados obtidos nesta Dissertação foram publicados nas seguintes referências:

- F. Camara Neto, M.Th. Schilling, A.M. Leite da Silva, “Relevância das Premissas de Estudo nos Índices de Confiabilidade”, VIII Eighth Latin-American Congress On Electricity Generation and Transmission (CLAGTEE), Ubatuba, São Paulo, 18-22 de Outubro, 2009.
- F. Camara Neto, M.Th. Schilling, A.M. Leite da Silva, “Índices e Critérios de Referência para Análises de Confiabilidade”, XX SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Recife, Pernambuco, 22-25 de Novembro, 2009.

- F. Camara Neto, M.Th. Schilling, A.M. Leite da Silva, M.A.N. Silveira, A.M. Rei, "On Uncertainties of Reliability Indices", 43 Cigré Session, Paper C1-301, Paris, France, August 2010. Este artigo também foi publicado no periódico Eletroevolução, Vol. 63, pp.18-27, Junho, 2011.

* * *

CAPÍTULO 2

FATORES QUE INFLUENCIAM OS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

2.1 – INTRODUÇÃO

As etapas necessárias às avaliações de confiabilidade podem ser resumidas nos seguintes passos:

- a) Selecionar os estados operativos do sistema;
- b) Analisar o desempenho de cada estado selecionado; e
- c) Estimar os índices de confiabilidade.

No entanto, estas etapas possuem uma grande variabilidade quanto à modelagem da rede elétrica, às possíveis formas de representação das incertezas dos equipamentos e às técnicas de cálculo disponíveis para definição das premissas a serem adotadas na análise da confiabilidade.

Como os resultados obtidos são estritamente condicionados ao conjunto de premissas adotadas, buscar-se-á elencar o conjunto de fatores que contribuem para a geração de significativas amplitudes estatísticas dos índices de confiabilidade calculados para posterior comprovação numérica [O04a, SSC08, O10b, U04].

2.2 – VARIABILIDADE DE MODELOS

2.2.1 – Fontes Primárias de Energia

As análises energéticas, definidas em bases decenais, anuais, mensais ou diárias, são realizadas a partir de modelos que tentam incorporar as incertezas inerentes às variações das fontes primárias de energia. A utilização destes modelos de otimização, que elaboram toda a cadeia do planejamento energético, segmentados de acordo com a própria estrutura temporal existente, objetivam minimizar o custo de produção de um sistema hidrotérmico, considerando um determinado nível de risco de não-atendimento ao mercado consumidor.

O resultado esperado é a utilização otimizada dos recursos do sistema hidrotérmico, ao menor custo possível, ou seja, a determinação da composição ideal do despacho de geração entre cada uma das usinas hidráulicas e térmicas que garanta o atendimento ao mercado de energia previsto, dentro do nível de risco preestabelecido.

A modelagem das fontes primárias de energia mostra-se importante para o cálculo da confiabilidade porque a mesma influencia de forma significativa a alocação dos despachos de potência ativa viáveis para o sistema.

É reconhecido que a incerteza é tanto menor quanto mais próximo do presente for a situação que se deseja investigar. Assim, a intensidade das incertezas para as fontes primárias de energia é tanto maior quanto mais longínquo do presente for o cenário investigado. Portanto, a incerteza associada à disponibilidade hidrológica é tão mais importante quanto mais extenso for o chamado horizonte temporal de estudos. Para um horizonte muito curto (por exemplo, o dia), as condições hidrológicas (fenômeno com dinâmica usualmente lenta) podem ser modeladas deterministicamente, pois o grau de conhecimento sobre as mesmas será significativo. Já para horizontes mais longos (por exemplo, o mês ou o ano), as

incertezas intrínsecas serão maiores, com influência direta nos níveis de riscos incorridos.

No caso do sistema brasileiro, sabe-se que as condições operativas das interligações, refletidas nos carregamentos da transmissão, são fortemente dependentes dos panoramas hidrológicos vigentes. Adicionalmente, a inserção da geração eólica e outras formas de gerações distribuídas também introduzem relevantes fontes de incertezas a serem consideradas [L05, LSMB10].

A modelagem das fontes primárias de energia nos estudos de confiabilidade composta é considerada pela atribuição de probabilidades convenientes aos diferentes cenários de despacho possíveis [O04a, U04].

2.2.2 – Parque Gerador

A representação dos equipamentos de geração de potência ativa e/ou reativa na definição do espaço de estados é fundamental na análise de riscos, dado que a incorporação de falhas nas unidades geradoras influenciará diretamente o desempenho do sistema.

Diversos efeitos podem ser aí incluídos, estabelecendo-se a coleção de estados operacionais de interesse: operação em regime degradado de máquinas térmicas ("derated states"), os estágios de tomada de carga de turbinas a gás, a estratégia de manutenção programada das unidades, a política de sobressalentes e estoques, a eficiência do reparo, as restrições operativas (por exemplo, a cavitação), etc. Dependendo dos aspectos modelados, a complexidade do modelo correspondente pode atingir níveis elevados [O04a, U04].

2.2.3 – Topologia

A modelagem estocástica da topologia compreende a representação de nós e ramos: a modelagem dos nós visa refletir os riscos oriundos das falhas em

subestações enquanto que a modelagem dos ramos permite representar o impacto das falhas nos elementos longitudinais e transversais da rede.

A topologia nodal (i.e., a modelagem dos arranjos de subestações) não é explicitamente tratada. Entretanto, a influência das falhas das subestações é parcialmente refletida nos parâmetros das linhas de transmissão, em virtude da própria metodologia de coleta desses parâmetros.

A modelagem estocástica dos ramos longitudinais, no que concerne linhas de corrente alternada, capacitores série, capacitores série controlados a tiristores (TCSC), reatores série, elos de corrente contínua e transformadores pode ser viabilizada por cadeias de Markov a múltiplos estados, permitindo a modelagem de contingências simples, duplas ou de ordem superior e também quedas de torres com vários circuitos ou acidentes com circuitos distintos na mesma faixa de passagem.

Da mesma forma, a modelagem estocástica de ramos transversais (capacitores e reatores) pode ser adicionada aos estudos de confiabilidade. Quando necessário, a influência das falhas desses elementos no nível de risco do sistema também pode ser avaliada indiretamente por manipulações adequadas de vinculações e uma sequência de procedimentos especialmente estruturada [O04a, U04].

2.2.4 – Carga

A modelagem da carga apresenta grande complexidade quanto à sua representação. Sabe-se que qualquer modelo de carga, por mais sofisticado que seja, irá reproduzir de maneira aproximada o seu real comportamento. E ainda, a precisão de cada modelo depende da quantidade e qualidade dos dados coletados [S09b, V08].

A influência do comportamento da carga no cálculo dos índices se dá através da magnitude do corte de carga e dos índices de frequência e duração das interrupções de suprimento. Por exemplo, contingências de mesma duração podem conduzir a

diferentes durações de interrupção, dependendo do nível e taxa de variação de carga no momento da ocorrência da contingência [M85].

Em função da precisão desejada para a análise, assim como dos aplicativos computacionais disponíveis para a avaliação de confiabilidade, a carga pode ser representada de forma puramente determinística, determinística com incertezas no pico de carga, por modelos Markovianos ou por meio da própria curva cronológica.

A representação puramente determinística atribui à carga um valor constante durante a análise. Esta modelagem normalmente desagrega os resultados com base em alguns períodos de carga predefinidos: pesada, média e leve. Uma evolução deste modelo é considerar incertezas no pico de carga advindas do processo de previsão, considerando que valor a carga obedece a uma curva de distribuição normal.

Uma representação mais detalhada pode ser implementada através da representação por modelos Markovianos a múltiplos estados. Esta modelagem permite representar o ciclo de carga do sistema através de vários cenários.

O modelo cronológico utiliza a própria curva de carga do sistema, discretizada em picos horários, diários, semanais, mensais ou anuais. Esta representação necessita da adoção de técnicas de seleção de estados que descrevam o comportamento do sistema levando em consideração a cronologia da operação do sistema.

2.2.5 – Práticas Operativas

A modelagem das práticas operativas, que representam as medidas tomadas no horizonte da operação do sistema, são fatores adicionais que contribuem para a composição do espaço de estados. Os efeitos da manutenção preventiva nos equipamentos, a atuação de esquemas especiais de proteção e manobras operativas em situações de contingência são exemplos de procedimentos que,

modelados conforme implantados em campo, refletirão nos índices de risco do sistema.

2.3 – VARIABILIDADE DO ESPAÇO PROBABILÍSTICO DE ESTADOS

2.3.1 – Composição de Incertezas

As análises de confiabilidade podem ser segmentadas tomando-se por referência a localização espacial dos equipamentos para a composição das incertezas que formarão o espaço de estados. O objetivo da discriminação por categorias é permitir a identificação das parcelas de responsabilidade das diferentes estratificações no montante de risco global [O04a, U04].

Os estudos probabilísticos de confiabilidade a nível global do sistema elétrico podem ser desagregados nas seguintes categorias:

- a) regionais – abrangência dos subsistemas das regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul;
- b) estaduais – abrangência dos subsistemas dos Estados da Federação;
- c) áreas elétricas – abrangência dos subsistemas elétricos pré-definidos;
- d) classes de tensão – abrangência dos subsistemas representativos das tensões de 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV, 525 kV, e 765 kV;
- e) classes de elementos – abrangência seletiva por linhas de transmissão, transformadores e geradores.

2.3.2 – Cálculo Numérico das Taxas de Falha e Tempos Médios de Reparo

A contabilização dos eventos que ocorrem ao longo da vida útil dos equipamentos é de fundamental relevância para que a análise de probabilística de confiabilidade reproduza, com fidelidade, o real desempenho do sistema. Para isto, é necessário

que haja um procedimento único para registro do desempenho estatístico dos equipamentos para que os resultados fornecidos pelas empresas correspondam aos mesmos fenômenos.

Alguns recursos alternativos, quando da ausência ou imprecisão dos dados, estão disponíveis, quanto à hierarquia crescente de precisão, para adoção nos estudos. Ressalta-se ainda a possibilidade de uso de uma hierarquia híbrida, na qual são usados os melhores dados disponíveis para cada equipamento em particular [O04a, U04].

A seguir serão listadas as possíveis metodologias para estimação dos dados estocásticos dos geradores, transformadores e linhas de transmissão.

2.3.2.1 – Dados Estocásticos para Linhas de Transmissão

- a) Estimação dos parâmetros de desempenho estocástico a partir de um único par de valores típicos de indisponibilidade e frequência de falhas;
- b) Estimação dos dados estocásticos a partir da estimação dos comprimentos das linhas, que por sua vez é realizada usando um valor típico de reatância média das linhas;
- c) Estimação dos dados estocásticos, a partir da estimação dos comprimentos das linhas que é realizada usando as reatâncias e susceptâncias reais. Esse é o critério atualmente adotado pelo ONS;
- d) Estimação dos dados estocásticos a partir dos comprimentos reais de cada linha de transmissão;
- e) Uso dos valores de taxas de falha e tempos médios de reparo reais, representativos de cada linha de transmissão individualizadamente.

2.3.2.2 – Dados Estocásticos para Transformadores

- a) Estimação dos parâmetros de desempenho estocástico a partir de um único par de valores típicos de indisponibilidade e frequência de falhas;
- b) Discriminação dos parâmetros estatísticos por faixa da tensão mais elevada do equipamento e com enfoque na função transformação. Esse é o critério atualmente adotado pelo ONS;
- c) Discriminação dos parâmetros estatísticos por faixa de potência do equipamento e com enfoque na função transformação;
- d) Uso dos parâmetros reais do equipamento individualizado.

2.3.2.3 – Dados Estocásticos para Geradores

- a) Estimação dos parâmetros de desempenho estocástico a partir de um único par de valores típicos de indisponibilidade e frequência de falhas;
- b) Discriminação dos parâmetros estocásticos por faixa de potência ativa das unidades geradoras;
- c) Uso dos parâmetros reais da cada unidade geradora individualizada.

2.3.3 – Horizontes Temporais

A perspectiva temporal da análise de confiabilidade via adequação (regime permanente) pode ser apreendida, separada ou conjuntamente, através de variações topológicas, variações na carga e variações nas fontes primárias de energia ocorridas no período de interesse.

As variações temporais topológicas representam alterações no sistema ao longo do tempo decorrentes de ampliações, reforços ou expansões, ou ainda, devido a mudanças de estratégias operativas (manutenções, reconfigurações, etc.).

As variações temporais da curva de carga tratada na análise de adequação podem ser relacionadas a horizontes de tempo distintos, tais como a curva de carga diária, a curva mensal, a curva anual, etc. A representação de um único patamar de carga constante, durante todo o horizonte temporal da análise, constitui uma situação limite aproximada, usualmente de caráter conservativo. Na análise de confiabilidade de curtíssimo prazo, voltada à aplicações da operação, o horizonte temporal de interesse pode situar-se nas 24 horas de cada dia. Na análise de confiabilidade voltada aos aspectos energéticos, um horizonte temporal usual é o ano com uma discriminação mensal.

As variações temporais relacionadas às fontes primárias de energia refletem, ao longo do tempo, as diferentes hidrologias do sistema, a sazonalidade do regime eólico e a variabilidade de preços dos combustíveis fósseis. Essas variações são relevantes na análise de confiabilidade em função dos impactos nas políticas de despacho de geração [O04a, U04].

2.4 – VARIABILIDADE DAS TÉCNICAS DE SELEÇÃO DE ESTADOS

A complexidade dos estudos de confiabilidade provém da dificuldade em elencar todos os estados operativos do sistema para avaliação do seu desempenho. Seja, por exemplo, um sistema composto por 10 elementos (equipamentos de geração e transmissão) cada um com dois possíveis estados operativos: em operação ou sob falha. Este sistema possuirá $2^{10} = 1024$ estados operativos. Tomando por base o sistema elétrico brasileiro, constituído por aproximadamente 500 unidades geradoras, 5.000 linhas de transmissão e 1.800 transformadores, enumerar todas as combinações possíveis torna-se impraticável.

Sendo assim, viu-se a necessidade de técnicas para seleção de estados eficientes a ponto de representarem o comportamento real do sistema e o resultado desta pesquisa foi o desenvolvimento das seguintes técnicas: representação por espaço de estados e representação cronológica.

A representação por espaço de estados, que utiliza as metodologias de enumeração e simulação Monte Carlo Não-Sequencial, amostra o espaço de estados aleatoriamente no tempo, sem preocupação com a cronologia do processo de operação do sistema. Já na representação cronológica, conhecida a distribuição de probabilidade duração de cada estado dos equipamentos, os estados operativos do sistema são amostrados sequencialmente no tempo, com base na sequência cronológica do ciclo de operação dos equipamentos e variação temporal da carga. Para isso, utiliza-se a metodologia Monte Carlo Sequencial e suas variantes: Pseudo-Sequencial e Pseudo-Cronológica.

2.4.1 – Representação por Espaço de estados

A representação dos equipamentos por modelos markovianos permite determinar a probabilidade de cada estado com base no seu histórico operativo. Sendo assim, dado que os estados operativos de todos os elementos podem ser considerados eventos mutuamente exclusivos, é possível determinar a probabilidade de ocorrência de cada estado do sistema através do produto das probabilidades de ocorrência de cada elemento.

Idealmente, todos os estados deveriam ser analisados para que os índices de confiabilidade fossem precisamente calculados. No entanto, dado o tamanho dos sistemas reais, torna-se necessária a adoção de técnicas eficazes que consigam selecionar um subconjunto de estados capaz de retratar o comportamento do sistema com uma precisão aceitável.

O cálculo dos índices de confiabilidade, baseados na modelagem da rede por espaço de estados, é equivalente ao cálculo do valor esperado de uma dada função-teste $F(x)$ [MPL94]:

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x) \cdot P(x) \quad (2.1)$$

Por exemplo, considere a probabilidade de perda de carga (LOLP) como o valor esperado da variável aleatória $F(x)$. Para estados de falha, ou seja, com corte de carga, $F(x) = 1$; caso contrário, para estados de sucesso, $F(x) = 0$. Caso $F(x)$ represente o corte de carga associado ao estado x , $\tilde{E}[F]$ representará a expectância da potência não-suprida (EPNS) do sistema.

Um algoritmo representativo de avaliação da confiabilidade composta, via representação por espaço de estados, é dado por [R02]:

- a) Selecione um estado do sistema, definindo suas condições operativas, a disponibilidade de seus equipamentos e os níveis de carga;
- b) Analise o desempenho do estado selecionado, verificando a capacidade da configuração selecionada atender à carga definida sem violar limites operativos. Se necessário, acione medidas corretivas tais como redespacho de geração, corte de carga, etc.;
- c) Estime índices de confiabilidade, executando o cálculo dos índices baseado na análise do estado selecionado. Se a precisão da estimativa dos índices for aceitável, pare. Caso contrário retorne ao passo (a).

2.4.1.1 – Enumeração de Estados

A técnica da enumeração de estados consiste na seleção de um subconjunto X' , tal que $X' \subseteq X$, e no cálculo dos limites inferior e superior das estimativas, conforme as expressões dadas a seguir [C03]:

$$\tilde{E}[F]_{\text{inf}} = \sum_{x \in X'} F(x) \cdot P(x) + F_{\text{inf}} (1 - P(X')) \quad (2.2)$$

$$\tilde{E}[F]_{\text{sup}} = \sum_{x \in X'} F(x) \cdot P(x) + F_{\text{sup}} (1 - P(X')) \quad (2.3)$$

onde $P(X')$ é a probabilidade acumulada dos estados $x \in X'$, e F_{inf} e F_{sup} são, respectivamente, limites inferior e superior estimados para $F(x)$ sendo $x \notin X'$.

Tomando a avaliação da LOLP como exemplo, F_{inf} pode ser feita igual a zero (não há corte de carga para todos os estados não pertencentes a X' e F_{sup} será então igual a um. Por conseguinte:

$$LOLP_{inf} = \sum_{x \in X'} F(x).P(x) \quad (2.4)$$

$$LOLP_{sup} = LOLP_{inf} + (1 - P(X')) \quad (2.5)$$

O valor $(1 - P(X'))$, correspondente à diferença entre as estimativas limites para a LOLP, definidas acima, é relacionado com a probabilidade acumulada dos estados $x \notin X'$, ou seja, com a soma das probabilidades dos estados não examinados. Se esta é muito pequena, i.e., se a probabilidade acumulada dos estados $x \in X'$ é significativamente próxima de um, é possível obter uma boa estimativa para a LOLP com baixo esforço computacional.

É interessante observar que a precisão da estimativa dos índices não depende do número de estados enumerados, mas sim da probabilidade associada a estes estados. Desta forma, a seleção do conjunto X' exige cuidados de modo a reduzir a incerteza na estimativa dos índices calculados a partir de um número reduzido de estados.

O processo de enumeração de estados mostra-se eficiente em sistemas cujos componentes possuem reduzidas probabilidades de falha. Por exemplo, as taxas de falha típicas de linhas de transmissão são muito menores do que as taxas de falha típicas de unidades geradoras. Contingências múltiplas no sistema de transmissão são muito pouco prováveis quando comparadas ao sistema de geração. Sendo assim, para índices com precisão aceitáveis, faz-se necessário um grande conjunto

de estados, o que torna esta aplicação válida somente nas avaliações de confiabilidade da transmissão [B05].

Na prática, em sistemas de grande porte, a limitação do espaço de estados é realizada através de uma lista de contingências simples que contempla todos os equipamentos do sistema de transmissão, o que conceitualmente corresponde ao critério “N-1”.

Algumas melhorias como a adoção do ranking de contingências por severidade e impacto, o tratamento por superposição das contingências afastadas e a enumeração implícita baseada na coerência do sistema podem ser introduzidas ao modelo básico de enumeração de estados a fim de aumentar a sua eficiência [M99].

2.4.1.2 – Simulação Monte Carlo Não-Sequencial

Na simulação Monte Carlo não-sequencial, assim como na enumeração de estados, o espaço de estados é amostrado aleatoriamente, com base nos modelos estocásticos de falha dos equipamentos, sem preocupação com a cronologia do processo de operação do sistema.

Sendo conhecidas as probabilidades de operação (P_o) e falha (P_f) de cada equipamento, o estado de cada componente pode ser determinado pelo sorteio de uma variável aleatória U com distribuição uniforme no intervalo $[0,1]$. Se a probabilidade $P(x_i)$ do equipamento x_i for menor ou igual a U , o componente está falhado, caso contrário, encontra-se em operação [R02]. Repetindo este processo para todos os componentes do sistema, torna-se possível determinar o vetor de estados x do sistema e sua probabilidade $P(x)$.

Após a determinação do estado operativo e sua avaliação de desempenho, aplicam-se as funções-teste. Repetindo-se este processo NS vezes, é possível calcular a

estimativa das funções-teste $\tilde{E}[F]$ como a média dos valores encontrados para cada estado x^k amostrado:

$$\tilde{E}(F) = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} F(x^k) \quad (2.7)$$

Uma vez que $F(x)$ é uma variável aleatória, a estimativa ou média amostral também é uma variável aleatória com variância dada por:

$$V(\tilde{E}(F)) = \frac{V(F)}{NS} \quad (2.8)$$

em que $V(F)$ é a variância amostral da função $F(x)$.

A Equação (2.8) confirma a noção intuitiva de que a precisão do experimento é tão melhor quanto maior for o número de amostras analisadas. A incerteza do processo é normalmente representada pelo coeficiente de variação:

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}(F))}}{\tilde{E}(F)} \times 100\% \quad (2.9)$$

A convergência do processo de simulação é verificada pelo coeficiente β . Substituindo-se a equação 2.9 na 2.8, e reordenando para ficar em termos de NS, chega-se a:

$$NS = \frac{V(F)}{(\beta \cdot \tilde{E}(F))^2} \quad (2.10)$$

Esta equação mostra que para um nível de precisão desejado, o número de sorteios necessários NS depende do nível de confiabilidade do sistema, mas é independente

do tamanho e da complexidade do mesmo. Por essa razão, métodos de simulação Monte Carlo são adequados para a avaliação da confiabilidade de sistemas de grande porte e complexidade [B05].

Uma forma de aumentar a eficiência da simulação não-sequencial está na aplicação de técnicas de redução de variância, cuja idéia central consiste em reduzir as incertezas presentes nas estimativas dos índices de confiabilidade. Desta forma, é viabilizado o uso de amostras menores para uma mesma precisão das estimativas [M99].

2.4.2 – Representação Cronológica

A representação cronológica [R02] difere da representação por espaço de estados nas etapas de seleção de estados e de contabilização dos índices. Dado que a distribuição de probabilidade da duração dos estados dos componentes é conhecida, uma série sintética y_k dos estados do sistema será formada com base na sequência cronológica do ciclo de operação dos equipamentos. O sistema mudará de estado toda vez que algum componente transitar de um estado de operação para falha ou vice-e-versa.

Com base nesta característica cronológica, o cálculo dos índices é obtido pelo cálculo da seguinte expressão:

$$E[G] = \frac{1}{T} \int_0^T G(t) dt \quad (2.11)$$

sendo T o período da simulação e $G(t)$ a função-teste que verifica, em qualquer instante t , se o estado do sistema é adequado. Por exemplo, para o índice LOLP, $G(t) = 1$ se o estado do sistema no tempo t é de falha; ou $G(t) = 0$ se o estado do sistema no tempo t é de sucesso.

Na representação cronológica, dois estados consecutivos diferem um do outro apenas pelo estado de um de seus componentes. Desta forma, o esforço computacional requerido é significativamente maior que aquele apresentado pelas técnicas baseadas em representação por espaço de estados.

A representação cronológica pode ser implementada através das seguintes metodologias: simulação Monte Carlo Sequencial, simulação Monte Carlo Pseudo-Sequencial e simulação Monte Carlo Pseudo-Cronológica.

2.4.2.1 – Simulação Monte Carlo Sequencial

Nesta técnica [B05] de seleção de estados o cálculo dos índices de confiabilidade é realizado através da equação 2.12, que estima o valor esperado das funções ao longo dos anos simulados:

$$\tilde{E}[G] = \frac{1}{NY} \sum_{k=1}^{NY} G(y_k) \quad (2.12)$$

onde: NY é o número de simulações anuais;

y_k é a série sintética do sistema no ano k ;

$G(y_k)$ é a função que estima os índices de confiabilidade do ano k .

Os estados que formam a série sintética são gerados pela combinação dos processos de transição de estados dos componentes do sistema e pela variação cronológica do modelo de carga na mesma base de tempo. O processo de transição de estados dos componentes é obtido pela amostragem sequencial da distribuição de probabilidade da duração dos estados, que pode seguir uma distribuição exponencial ou outra qualquer. Essa abordagem é chamada amostragem da duração dos estados. Existe outra abordagem para geração do processo cronológico de transição de estados, chamada amostragem da transição de estados do sistema,

que no entanto só é aplicável a sistemas em que o tempo de residência nos estados segue uma distribuição exponencial.

Dado que o processo de transição de estados dos componentes na simulação sequencial é obtido pela amostragem da duração dos estados, os tempos de operação e reparo de cada componente modelado a 2 estados são amostrados alternadamente a partir das distribuições de probabilidade que os caracterizam. Normalmente, utiliza-se a distribuição exponencial. Neste caso, os tempos de operação (t_o) e reparo (t_r) para cada componente são dados por:

$$t_o = -\frac{1}{\lambda} \ln U \quad (2.13)$$

$$t_r = -\frac{1}{\mu} \ln U \quad (2.14)$$

Observa-se que, aplicando alternadamente os tempos obtidos acima, é possível construir a sequência de operação de um componente durante um período qualquer. Combinando-se as realizações individuais dos componentes, constrói-se a sequência de operação do sistema.

A simulação sequencial permite também a representação de qualquer modelo de carga cronológico, sem nenhuma restrição quanto à discretização do tempo (mês, semana, dia, hora) e o nível de representação (barra, área, sistema) da curva de carga. Este modelo pode ser combinado à série sintética agregada do sistema, na mesma base cronológica para formar o processo estocástico de operação do sistema.

O algoritmo para a amostragem de estados via simulação sequencial é dado por [M99]:

- a) gere uma série sintética anual dos estados do sistema (y_k) aplicando sequencialmente os modelos estocásticos falha/reparo dos equipamentos, e considerando o modelo cronológico da carga;*
- b) analise cronologicamente cada estado x da sequência y_k e acumule os resultados;*
- c) calcule $G(y_k)$ dos valores acumulados em (b);*
- d) estime o valor esperado dos índices anuais como a média dos resultados encontrados nas sequências y_k simuladas;*
- e) verifique a convergência do processo; se a precisão da estimativa é satisfatória, pare, caso contrário, retorne para (a).*

Como a simulação sequencial consegue representar toda a cronologia da operação do sistema, ela é capaz de estimar a duração das interrupções com o respectivo valor para o custo da interrupção. Além disso, permite representar distribuições não-exponenciais, modelos de carga mais realistas e programas de manutenção dos equipamentos.

No entanto, este ganho de precisão nos resultados requer elevado tempo de processamento, o que pode tornar inviável a aplicação desta modelagem.

2.4.2.2 – Simulação Monte Carlo Pseudo-Sequencial

O objetivo desta metodologia é reduzir o esforço computacional da análise de confiabilidade procurando manter a flexibilidade e precisão da simulação Monte Carlo Sequencial [M94]. Com base nas características observadas no algoritmo sequencial, o esforço computacional da geração dos estados nas séries sintéticas anuais é desprezível quando comparado com o esforço para a análise destes estados e a maioria dos estados analisados numa série sintética anual não contribui para a estimativa dos índices desejados.

A simulação pseudo-sequencial é um método híbrido, no qual a simulação não-sequencial seleciona os estados de falha do sistema e a simulação sequencial é

aplicada somente nas subsequências formadas pelos estados vizinhos ao estado de falha sorteado originalmente.

No método pseudo-sequencial, as realizações sintéticas anuais são geradas como no algoritmo sequencial, mas não são efetuadas as análises de desempenho dos estados. Desta forma, são preservadas as correlações temporais entre os estados do sistema, essenciais para a correta determinação das durações das interrupções. Entretanto, devido ao sorteio não-sequencial, algumas dependências temporais entre as variáveis não são mantidas durante toda a simulação, tal como armazenamento de reservatórios e consumo de combustíveis. Portanto, esta deficiência acarreta a impossibilidade de simulações energéticas de sistemas hidrotérmicos.

O algoritmo básico da simulação pseudo-sequencial é descrito a seguir:

- a) *gere diversas séries (sequências) sintéticas anuais utilizando o mesmo esquema do passo a da simulação sequencial. Isto define um conjunto S com os estados do sistema ordenados cronologicamente;*
- b) *sorteie uma sequência anual y_k dentre todas as sequências igualmente distribuídas;*
- c) *sorteie um instante t na sequência y_k selecionada no passo b (e.g., 1 minuto em 60×8736 minutos no ano);*
- d) *analise o estado do sistema $x(t)$ associado com o tempo t escolhido no passo c; se o estado é sucesso, retorne ao passo (b); se o estado é de falha, prossiga no passo e;*
- e) *obtenha uma sequência de falha (uma interrupção) i conforme os passos f e g;*
 - *execute uma simulação sequencial no sentido direto dos tempos (simulação forward), começando do estado selecionado $x(t)$, ou seja, analise sucessivamente os próximos estados da sequência até que o sistema retorne para um estado de sucesso;*

- *execute uma simulação sequencial no sentido inverso do tempo (simulação backward), começando do estado selecionado $x(t)$, ou seja, analise sucessivamente os estados anteriores da sequência até que o sistema retorne para um estado de sucesso;*
- f) *a duração total D_i da sequência de falha (interrupção) i é dada pelo somatório das durações dos estados obtidos no passo (e);*
- g) *para cada índice desejado, calcule: a respectiva função teste $F(x(t))$ associada com a sequência de falha i , a estimativa de seu valor esperado e o seu coeficiente de variação β . Se a convergência não for satisfeita, retorne ao passo (a), caso contrário, pare o algoritmo.*

2.4.2.3 – Simulação Monte Carlo Pseudo-Sequencial com Representação Markoviana

A Simulação Pseudo-Sequencial com Representação Markoviana consiste em uma variação da simulação Monte Carlo Pseudo-Sequencial, na qual são adotados modelos de Markov para os equipamentos e a carga. Neste método, não é necessária a geração de séries sintéticas anuais para representação dos estados do sistema. Os estados são selecionados com base em sua distribuição de probabilidade através de uma simulação pseudo-sequencial e o método de transição de estados é utilizado na identificação das interrupções [M99, M94].

Neste método, a modelagem Markoviana da carga leva em consideração a correlação entre as cargas de cada barra do sistema, ou seja, a distribuição espacial da carga é caracterizada por fatores de participação na carga total do sistema a nível de barra. Em razão disto, torna-se inviável a representação de aspectos cronológicos e regionais, o que implica na perda de precisão e de flexibilidade para a determinação de índices de confiabilidade.

O algoritmo básico da simulação pseudo-sequencial Markoviana é descrito a seguir:

- a) sorteie um vetor $x \in X$ (espaço de estados) a partir da sua distribuição de probabilidades $P(x)$;*
- b) analise o estado x , se o estado é sucesso, retorne ao passo (a); se o estado é falha, prossiga no passo (c);*
- c) obtenha uma sequência de falha (uma interrupção) i , via simulação forward/backward;*
- d) a duração total D_i da sequência de falha i é dada pelo somatório das durações dos estados de falha obtidos no passo anterior. O seu valor esperado é dado pelo somatório das durações médias destes mesmos estados;*
- e) para cada índice desejado, calcule: a respectiva função teste $F(x)$, a estimativa para seu valor esperado e o seu coeficiente.*

2.4.2.4 – Simulação Monte Carlo Pseudo-Cronológica

A Simulação Monte Carlo Pseudo-Cronológica [M99] propõe a modelagem da carga de forma similar à simulação pseudo-sequencial com representação Markoviana, porém com a utilização de um modelo de carga não-agregado para representar cargas variantes no tempo, não sendo mais necessário assumir correlação completa entre as cargas de cada barra.

Este modelo utiliza estados com múltiplos níveis para representar diferentes padrões comportamentais da carga por área ou barra do sistema viabilizando a consideração de cargas variantes no tempo, permitindo assim manter algumas informações cronológicas a respeito da carga. Por exemplo, curvas de carga com 8736 pontos horários são transformadas em 8736 estados com múltiplos níveis e com duração média de uma hora.

O algoritmo básico da simulação pseudo-cronológica é descrito a seguir:

- a) amostre um estado do sistema $x^k \in X$, baseado em sua distribuição de probabilidade $P(x)$;*

- b) analise o desempenho do estado amostrado x^k por meio de estudos de fluxo de potência. Se necessário, acione medidas corretivas. Se x^k é um estado de sucesso retorne ao passo (a); se não, estime funções teste para os índices LOLP e EPNS e prossiga para o passo (c);*
- c) obtenha através da simulação forward/backward, uma sequência de interrupção i associada com o estado de falha x^k . Estime funções teste para todos os índices;*
- d) avalie o coeficiente de variação (β). Se a convergência desejada não é obtida, retorne ao passo (a); caso contrário, avalie os índices LOLP, EPNS e LOLF através da média amostral de suas funções testes. Em seguida calcule a $LOLD = LOLP/LOLF$ e pare.*

2.5 – VARIABILIDADE DAS TÉCNICAS DE MONITORAÇÃO E ELIMINAÇÃO DE VIOLAÇÕES

2.5.1 – Forma de Obtenção do Fluxo de Potência

O cálculo de fluxo de carga em uma rede de energia elétrica consiste, essencialmente, na determinação do estado da rede, da distribuição dos fluxos e de algumas grandezas de interesse. As equações básicas do fluxo de carga são obtidas impondo-se a conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede, isto é, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes conectados ao nó.

Os métodos de solução são divididos em duas categorias: fluxo de potência AC e fluxo de potência DC. O método em AC baseia-se na solução da rede considerando o acoplamento da potência ativa com a tensão e da potência reativa com o ângulo dos barramentos. Já o método DC desconsidera esta relação, dado que a dependência destas variáveis é pequena [M83].

Estas técnicas de solução de redes são utilizadas na etapa da monitoração dos requisitos de desempenho estático da rede elétrica: limites de carregamento e tensão. Diagnosticada alguma violação para um estado de rede selecionado, utiliza-se um algoritmo que definirá ações de controle que permitirão ao sistema elétrico sair de uma condição em que os limites de operação estabelecidos estão sendo violados. Caso o sistema não consiga atingir um ponto de operação sem violações, o algoritmo efetuará o mínimo corte de carga necessário para atender as restrições estabelecidas.

2.5.1.1 – Fluxo de Potência AC

O problema do fluxo de potência não-linear baseia-se na solução de equações algébricas não-lineares, por meio de métodos numéricos, para determinação do estado da rede elétrica, ou seja, das tensões e ângulos em todas as barras do sistema.

O método numérico mais eficiente utilizado no caso específico dos sistemas elétricos de potência é o Newton-Raphson. Existem também os métodos desacoplados, baseados no algoritmo básico de Newton-Raphson, que consideram o desacoplamento da potência ativa com a tensão e da potência reativa com o ângulo dos barramentos. Estes métodos alteram o processo de convergência, dada a introdução de aproximações na matriz jacobiana, mas não alteram a solução final do problema.

2.5.1.2 – Fluxo de Potência DC

O forte acoplamento entre as variáveis P e Θ (potência ativa e ângulo) permite concluir que o fluxo de potência ativa em uma linha de transmissão é aproximadamente proporcional à diferença angular das tensões terminais. A partir desta constatação, pode-se determinar a distribuição dos fluxos de potência ativa em uma rede de transmissão com uma precisão razoável.

O modelo linearizado não leva em consideração a magnitude das tensões, a presença de potência reativa e perdas. Em razão disto, tem encontrado maior campo de aplicação no âmbito do planejamento da expansão, onde se analisa sistemas incompletos e sem suporte de reativo, já que um fluxo de potência AC poderia não convergir.

2.5.1.3 – Fluxo de Potência Ótimo

A eliminação de violações na rede elétrica é efetuada através da aplicação do algoritmo de fluxo de potência ótimo, que se caracteriza por definir ações de controle que permitirão ao sistema elétrico sair de uma condição operativa em que os limites de operação estabelecidos estão sendo violados.

Caso o sistema não consiga atingir um ponto de operação sem violações, o algoritmo efetuará o mínimo corte de carga necessário para atender as restrições estabelecidas. No âmbito das análises de confiabilidade, a contabilização do montante de carga interrompida subsidiará o cálculo dos índices para aferição no nível de risco do sistema em estudo.

Dentre as principais medidas adotadas destaca-se: redespacho de potência ativa e reativa, variação na tensão terminal de geradores e controle do tap de transformadores.

2.5.2 – Variabilidade de Limites

A adequacidade dos estados operativos do sistema é verificada através da comparação dos níveis de tensão nos barramentos com carga e sem carga e os níveis de carregamento em linhas de transmissão e transformadores com os valores definidos para as condições operativas em regime normal de operação e emergência.

Desta forma, havendo alguma violação de tensão ou carregamento, dever-se-á adotar as medidas corretivas disponíveis para eliminação destas violações.

2.5.3 – Variabilidade de Controles

Na execução do fluxo de potência para obtenção do novo ponto de operação da rede elétrica, tem-se à disposição a modelagem dos controles que permitem simular corretamente o desempenho do sistema. Os controles normalmente incorporados ao algoritmo são: controle de limite de geração reativa; controle de tensão em barra local e remota por injeção de reativos ou ajuste de tap de transformador; controle de fluxo de potência ativa em transformadores defasadores e controle de intercâmbios entre áreas.

2.5.4 – Variabilidade do Tipo de Monitoração

Conforme mencionado anteriormente, os níveis de tensão e carregamento podem ser monitorados com base nos limites de regime normal de operação ou em situações de emergência. No entanto, o carregamento das linhas de transmissão e transformadores pode ser monitorado em função do fluxo de potência ativa (MW), do fluxo de potência aparente (MVA) ou pela corrente (A). Estas grandezas, quando comparadas com o limite operativo, têm influencia direta no montante do corte de carga necessário para eliminação das violações operativas, o que refletirá no cálculo dos índices de confiabilidade.

2.6 – VARIABILIDADES DIVERSAS

2.6.1 – Variabilidade de Tolerância

A especificação da tolerância depende do tipo de processamento ao qual o espaço de estado é submetido.

2.6.1.1 – Enumeração de Estados

Nas simulações pelo método de enumeração de estados, é possível estabelecer a probabilidade mínima para consideração do caso na análise ou não. A má escolha deste valor, que é arbitrado pelo analista, pode excluir estados operativos que venham a contribuir, de forma significativa, na contabilização dos índices de confiabilidade.

2.6.1.2 – Simulação Monte Carlo

O coeficiente de variação β é frequentemente usado como critério de convergência na Simulação Monte Carlo e, na avaliação de confiabilidade de sistemas de potência, observou-se que o coeficiente de variação do índice EPNS apresenta a menor taxa de convergência. Desta forma, deve-se utilizá-lo como critério de convergência, a fim de garantir precisão aceitável em estudos com vários índices.

Conforme mencionado na seção relacionada à simulação Monte Carlo, o coeficiente de variação β não depende do número de sorteios necessários mas do nível de confiabilidade do sistema. Sendo assim, a mudança deste valor acarretará alteração na estimativa do valor esperado para cada índice de confiabilidade, dado que β fornece uma medida da sua incerteza relativa e não a tolerância em torno do qual o índice calculado é válido.

2.6.2 – Variabilidade de Geração de Aleatoriedades

As análises de confiabilidade que preconizam a utilização da Simulação Monte Carlo fazem uso de metodologias para de geração de números aleatórios: números que pertencem a uma série numérica mas não podem ser previstos a partir dos membros anteriores da série.

Sabe-se que para o sorteio desta variável, com distribuição uniforme no intervalo $[0,1]$, são necessários geradores que dependem de um valor inicial – semente –

para começar a sequência. Na prática, quando se projeta um algoritmo, a ideia é produzir uma série de números pseudo-aleatórios que irão parecer aleatórios, onde a sequência não pode estar em ciclo, nem haver repetição e possuir boa distribuição numérica.

Diferentes metodologias para geração de número pseudo-aleatório ou diferentes sementes implicarão em sequências numéricas distintas. Sendo assim, para se chegar à mesma sequência de valores, e consequentemente aos mesmos índices de confiabilidade, é necessário fornecer ao mesmo gerador de números aleatórios o mesmo valor inicial.

2.6.3 – Indicadores de Risco

Os índices de confiabilidade, também ditos como indicadores de risco, são estimativas numéricas de eventos ou grandezas que se deseja quantificar, por exemplo: a Probabilidade de Perda de Carga reflete o percentual médio do tempo em que há corte de carga; a Expectância de Perda de Carga indica o número médio de horas do ano em que há corte de carga.

O cálculo dos índices de confiabilidade é realizado com auxílio de funções-teste que verificam se uma determinada configuração representa um estado de falha ou de sucesso, ou seja, verificam se uma determinada configuração é capaz de atender à demanda sem violação das restrições operativas, a saber:

- a) LOLP – Probabilidade de Perda de Carga (*Loss of Load Probability*);
- b) EPNS – Valor Esperado de Potência Não Suprida (*Expected Power not Supplied*);
- c) LOLF – Frequência de Perda de Carga (*Loss of Load Frequency*);
- d) EENS – Valor Esperado de Energia não Suprida (*Expected Energy not Supplied*);
- e) LOLE – Número de Horas de Perda de Carga (*Loss of Load Expectation*);

- f) LOLD – Duração Média de Perda de Carga (*Loss of Load Duration*);
- g) S – Severidade.

Por exemplo, $F(x)$ pode representar o valor do corte de carga requerido para eliminar as violações das restrições de operação. Neste caso, diz-se que x é um estado de falha se $F(x) > 0$, isto é, se há corte de carga associado ao estado x . Por outro lado, $F(x) = 0$ indica que x é um estado de sucesso, o qual supre toda a carga adequadamente.

Desta forma, os índices de confiabilidade poderão obtidos com o auxílio das funções teste definidas abaixo [R02]:

- Função teste para a LOLP:

$$F_{LOLP}(x) = \begin{cases} 1, & \text{se } x \text{ é estado de falha} \\ 0, & \text{se } x \text{ é estado de sucesso} \end{cases} \quad (2.15)$$

- Função teste para a EPNS:

$$F_{EPNS}(x) = \begin{cases} \Delta L, & \text{se } x \text{ é estado de falha} \\ 0, & \text{se } x \text{ é estado de sucesso} \end{cases} \quad (2.16)$$

- Função teste para a LOLF:

$$F_{LOLF}(x) = \begin{cases} \sum \lambda_r, & \text{se } x \text{ é estado de falha} \\ 0, & \text{se } x \text{ é estado de sucesso} \end{cases} \quad (2.17)$$

De posse do valor de cada função teste, torna-se possível estimar o valor esperado para $F(x)$, $\tilde{E}[F]$, que é uma média a longo prazo do fenômeno sob análise. Os

índices básicos na avaliação da confiabilidade de sistemas compostos são calculados com base nas seguintes equações:

- Índices LOLP e LOLE:

$$LOLP = \sum_{i \in X^-} P(x_i) \quad (2.18)$$

onde $P(x_i)$ é a probabilidade do estado x_i e X^- corresponde ao espaço formado pelos estados de falha do sistema.

$$LOLE = 8760 \times LOLP \quad [horas / ano] \quad (2.19)$$

- Índices EPNS e EENS:

$$EPNS = \sum_{i \in X^-} \Delta L_i \cdot P(x_i) \quad [MW] \quad (2.20)$$

onde ΔL_i corresponde ao montante do corte de carga do estado x_i .

$$EENS = 8760 \times EPNS \quad [MWh / ano] \quad (2.21)$$

- Índices LOLF e LOLD:

$$LOLF = \sum_{i \in X^-} (P(x_i) \cdot \sum_{j \in M} \lambda_j) \quad [oc / ano] \quad (2.22)$$

onde λ_j corresponde à taxa de transição do j-ésimo componente do estado i que cruza a fronteira falha/sucesso e M é o conjunto de todos os componentes.

$$LOLD = 8760 \cdot \frac{LOLP}{LOLF} = \frac{LOLE}{LOLF} \quad [h] \quad (2.23)$$

Vale ressaltar que a análise probabilística produz um balizador de referência para diagnose do risco preditivo de sistemas: o índice de severidade. A severidade, que é um índice normalizado, permite a comparação de configurações e sistemas de portes e naturezas distintas pois é dado pelo quociente da energia não suprida (MWh) pela ponta (MW) do sistema analisado e com o resultado convertido em minutos. *O índice de severidade é o indicador de risco tomado como referência pelo ONS.*

- Índice IS:

$$IS = 60 \cdot \frac{EENS}{\text{pico de carga}} \quad [\text{minutos}] \quad (2.24)$$

Este indicador exprime um tempo fictício de uma perturbação imaginária que seria necessária para acumular uma energia não suprida exatamente equivalente àquela calculada, se toda a carga do sistema fosse afetada. Trata-se de um índice que captura não apenas a habitualidade das falhas do sistema, mas também a gravidade e consequências das mesmas. É, portanto, um indicador relativo e que permite a comparação de sistemas de portes e naturezas distintas, advindo daí a sua origem e importância.

2.7 – SUMÁRIO

Este capítulo buscou abordar os diversos fatores que tem forte influência no cálculo dos índices de confiabilidade sob o enfoque de adequação: premissas para modelagem da rede elétrica, técnicas para a formação do espaço probabilístico de estados, métodos para eliminação de violações, cálculo de parâmetros estocásticos, artifícios de processamento, pontos de operação iniciais e demais condicionantes.

A maior parcela do esforço computacional necessário à avaliação da confiabilidade de sistemas compostos de grande porte é consumida pela análise de adequação dos estados operativos do sistema, fator que tem dificultado a utilização das técnicas mais sofisticadas de análise. Na representação cronológica estes estados são amostrados sequencialmente no tempo através de transições consecutivas, sendo cada uma delas determinada pela transição de apenas um dos componentes do sistema, o que exige esforço significativamente maior que aquele necessário quando se tem modelos baseados na representação por espaço de estados.

Os demais fatores, que correspondem ao detalhamento da representação da rede elétrica, certamente influenciarão o tempo de processamento e o resultado final dos índices mas não terão impacto tão significativo no esforço computacional.

* * *

CAPÍTULO 3

DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE CONFIABILIDADE

3.1 – INTRODUÇÃO

A análise probabilística de confiabilidade é um mero tratamento eficiente de um conjunto combinatorialmente vasto de alternativas possíveis, com chances de ocorrência diferenciadas, cujas análises individualizadas não seriam factíveis, pelo próprio carácter essencialmente combinatorial do problema [O07].

De forma sucinta, o objetivo básico da aplicação dos métodos probabilísticos consiste em realizar uma predição dos níveis de confiabilidade do sistema. Porém, deve ser enfatizado que os resultados são estritamente condicionados ao conjunto de premissas adotadas.

Este capítulo apresentará, de forma sucinta, as diretrizes e os critérios adotados atualmente pelo ONS para avaliação do desempenho do Sistema Interligado Nacional, vide revisão 1.1 do Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede [O10b, SSC08]. Desta forma, os resultados encontrados com base nestes procedimentos servirão de referência para comparação com a investigação proposta neste trabalho: verificar o quanto os índices de confiabilidade são sensíveis às premissas de análise.

3.2 – DIRETRIZES PARA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

3.2.1 – Tipologia de Estudos

Os estudos de confiabilidade abrangem vasto universo de possibilidades, o que sugere a proposição de uma taxonomia visando uma melhor compreensão dos resultados obtidos. As atividades atualmente relacionadas à monitoração da confiabilidade do SIN, sob o ponto de vista preditivo probabilístico, são classificadas em duas categorias, a saber: (i) estudos regulares: realizados rotineiramente a cada ano; (ii) estudos especiais: realizados sob demanda *ad-hoc*.

3.2.1.1 – Estudos Regulares

Os estudos regulares não contemplam a modelagem de incertezas no parque gerador. Compreendem três subtipos: avaliações referenciais, avaliações regionais por tensão e avaliações por classe de elementos.

- a) O denominado estudo de referência do SEB concerne à aferição dos níveis de confiabilidade preditiva probabilística sob contingências simples, via enumeração simples, para o sistema de transmissão representativo da Rede Básica (RB) brasileira, incluindo também as linhas em tensões superiores (e.g., 765 kV). Nesses estudos, são avaliados apenas os patamares de carga pesada, previstos para um conjunto sequencial de topologias estabelecidas em ambiente de planejamento, ajustadas para um ponto de operação considerado adequado. O objetivo de tais estudos é a análise da evolução temporal dos riscos estáticos globais da rede;
- b) Os estudos de avaliações regionais por tensão referem-se à aferição, em separado, dos níveis de confiabilidade preditiva probabilística sob contingências simples, via enumeração, para os subsistemas de transmissão das diferentes regiões geográficas, incluindo linhas de transmissão, transformadores de malha e de fronteira desses subsistemas. O objetivo desses estudos é a comparação e identificação de debilidades regionais;

- c) Os estudos de avaliações por classe de elementos são análogos aos de avaliações referenciais do item (a). Entretanto, são realizados três processamentos em separado, via enumeração simples, quais sejam: somente para contingências simples em linhas de transmissão; somente para contingências simples em transformadores de malha; e somente para contingências simples em transformadores de fronteira. O objetivo de tais estudos é a identificação das parcelas de responsabilidades das diferentes classes de elementos no montante de risco estático global.

3.2.1.2 – Estudos Especiais

Entre os estudos especiais, os seguintes devem ser destacados:

- a) Estudos especiais de transmissão com espaço probabilístico idêntico àquele adotado nos estudos regulares enfocando os seguintes condicionantes adicionais:
- patamares únicos, independentes, de cargas média, leve e mínima;
 - combinação de patamares de carga, ponderados por suas respectivas probabilidades;
 - parcela de rede básica associada aos estados da federação;
 - pontos de operação que refletem cenários específicos de intercâmbios entre área elétricas, distintos daqueles tomados como referência;
 - processamento computacional via simulação Monte Carlo.
- b) Estudos especiais de transmissão com espaço probabilístico aumentado em relação àquele adotado nos estudos regulares enfocando os seguintes condicionantes adicionais:
- Representação de incertezas na rede básica e na rede não básica (RñB é parcela da topologia que não é considerada como rede básica). Essas avaliações são realizadas analisando todo o espaço de estados e de forma discriminada;
 - Avaliação do item precedente via simulação Monte Carlo;

- Representação de incertezas somente na rede não básica; e
 - Avaliação do item precedente via simulação Monte Carlo.
- c) Estudos especiais com espaço probabilístico aumentado em relação àquele adotado nos estudos regulares enfocando os seguintes condicionantes adicionais (análise de confiabilidade composta tradicional):
- Incertezas na rede básica e no parque gerador (análise de todo o espaço de estados e de forma discriminada);
 - Avaliação do item precedente via simulação Monte Carlo;
 - Incertezas nas redes básica, não básica e no parque gerador (análise de todo o espaço de estados e de forma discriminada);
 - Avaliação do item precedente via simulação Monte Carlo.

3.2.2 – Modos de Falha

Atualmente, no ambiente empresarial do Brasil, apenas dois modos de falha são analisados rotineiramente nos estudos de confiabilidade probabilística: modo de falha de continuidade e modo de falha de adequação.

O primeiro está associado à existência ou inexistência de tensão em pontos de medição, à continuidade de suprimento, à ocorrência de ilhamentos, à presença de déficits de geração, etc. No seu cálculo não está implícita nenhuma forma de avaliação da qualidade de atendimento. Esse modo de falha é mensurado por indicadores eminentemente topológicos e estacionários. O segundo modo de falha indica a ocorrência de sobrecargas em circuitos, violações de tensão, violações de geração de potência reativa nas barras de geração, violações de potência ativa nas barras de referência, violações de intercâmbios entre áreas, etc.

O modo de falha de segurança, sob enfoque probabilístico, associado a fenômenos dinâmicos, ainda não é tratado de forma regular na maioria das empresas do Brasil.

3.3 – DIRETRIZES DE MODELAGEM

3.3.1 – Modelagem das Fontes Primárias e do Parque Gerador

A modelagem das fontes primárias de energia é considerada pela atribuição de probabilidades convenientes aos diferentes cenários de despacho possíveis. Entretanto, no estudo de referência as fontes primárias não contribuem para o espaço probabilístico de estados.

No estudo de referência, as unidades geradoras são representadas deterministicamente e de forma individualizada, ou seja, não são consideradas falhas nas unidades geradoras. Nessa hipótese, o parque gerador, embora representado em sua plenitude, não contribui para a formação do espaço probabilístico de estados. Os compensadores estáticos são convertidos em síncronos equivalentes e também tratados de forma determinística.

3.3.2 – Modelagem da Transmissão

Todas as linhas de transmissão e transformadores são tratados através de modelos Markovianos com dois estados representando as situações de sucesso e falha do equipamento, relacionadas a parâmetros numéricos indicadores das taxas de falha, em ocorrências por ano, e de tempos médios de reparo, em horas.

Na avaliação de referência, são atribuídas incertezas apenas aos elementos da rede básica (RB). Os elementos da transmissão são classificados em três categorias, a saber: linhas de transmissão (LT), transformadores de malha (TM) e transformadores de fronteira (TF). Todas as categorias são discriminadas por níveis de tensão.

3.3.2.1 – Linhas de Transmissão

No estudo de referência, todas as linhas da rede básica contribuem para a formação do espaço de estados. Todas as demais linhas da rede não básica (e.g., 138, 88, 69, 44, 34.5, e 13.8 kV) são tratadas de forma determinística e os elos de corrente contínua são representados de forma determinística por injeções de potência equivalentes associadas a gerações fictícias. Assim, nenhum componente ou fenômeno associado aos elos contribui na composição do espaço de estados ou na composição dos recursos de controle do sistema.

Para a avaliação de referência devem ser especificados todos os limites de carregamento para operação normal de todas as linhas AC e transformadores componentes da rede básica, que são monitorados para fins de detecção de violações no caso-base de confiabilidade. Quando em regime de contingências, a monitoração também é realizada com os limites normais de carregamento. A monitoração, sob contingências, dos limites de emergência, quando tais limites são informados, enquadra-se na categoria de estudo especial.

3.3.2.2 – Transformadores

No contexto do estudo de referência, todos os transformadores de malha e de fronteira contribuem na formação do espaço de estados probabilísticos. No Caso do transformador de três enrolamentos a incerteza é atribuída somente ao ramo conectado à maior tensão do equipamento e os transformadores defasadores são convertidos em elementos série fictícios aos quais são atribuídos os parâmetros estocásticos convenientes.

Os transformadores elevadores das unidades geradoras e os transformadores fora da rede básica são tratados deterministicamente. No Caso dos transformadores elevadores, a atribuição de incertezas ocorre somente nas raras situações nas quais tais transformadores são enquadrados como sendo de fronteira.

3.3.2.3 – Outros Equipamentos Associados à Transmissão

Os elementos longitudinais da rede – capacitores série, capacitores série controlados a tiristor (CSCT), reatores série fictícios – são tratados de forma determinística. Em particular, o CSCT é convertido num capacitor fictício equivalente.

A modelagem estocástica de ramos transversais – capacitores e reatores – também é relevante para estudos de confiabilidade. Porém no estudo de referência, nenhum desses elementos contribui na composição do espaço probabilístico de estados. Quando necessário, a influência das falhas desses elementos no nível de risco do sistema também pode ser avaliada indiretamente por manipulações adequadas de vinculações e uma sequência de procedimentos especialmente estruturada.

3.3.2.4 – Arranjo de Subestações

No estudo de referência, a topologia nodal (i.e., a modelagem dos arranjos de subestações) não é explicitamente tratada. Entretanto, a influência das falhas das subestações é parcialmente refletida nos parâmetros das linhas de transmissão, em virtude da própria metodologia de coleta desses parâmetros.

Para a avaliação de referência, devem ser especificados os limites superiores e inferiores permissíveis para as excursões dos níveis de tensão dos barramentos, tanto em regime normal como sob emergência. Os valores em regime normal são monitorados para detecção de violações para fins de ajustes do caso base de confiabilidade. Os valores em regime de emergência são monitorados para fim de detecção de violações sob regime de contingências.

3.3.3 – Modelagem da Carga

Nos estudos de referência a carga é modelada deterministicamente, embora a modelagem da carga para estudos de confiabilidade admita uma grande riqueza de

enfoques, e somente o período de carga pesada é representado, ou seja, a carga não contribui para a formação do espaço probabilístico de estados. O tratamento probabilístico da carga é considerado um estudo especial.

3.3.4 – Outros Aspectos de Modelagem

Diversos aspectos associados à operação dos sistemas de potência são reconhecidamente relevantes para a avaliação da confiabilidade probabilística: modelagem da manutenção, reserva de transformação, reserva girante, esquemas especiais de proteção, fenômenos de solicitação ambiental, sistema de distribuição, etc. Dentre estas, somente a reserva de capacidade de linhas e transformadores é considerada (de forma indireta) no estudo de referência do sistema brasileiro.

Adicionalmente, não são consideradas as falhas de modo comum da transmissão, as falhas simultâneas dependentes da transmissão, nem as vinculações oriundas de esquemas de controle de emergência e instruções de operação, tais como transferências de cargas, desligamento de cargas, reconfiguração da rede com desligamentos de linhas, de reatores, de capacitores, desligamento ou acionamento de geradores, seccionamento de barras, etc.

3.4 – DIRETRIZES PARA REPRESENTAÇÃO DAS INCERTEZAS

No estudo de referência, a técnica adotada para a atribuição de incertezas às linhas de transmissão do sistema brasileiro baseia-se na estimação dos comprimentos das mesmas, combinada com os valores da Tabela 3.1 [SLSL06].

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 [P07]. A técnica adotada para a atribuição de incertezas aos transformadores baseia-se na tensão mais elevada do equipamento, de acordo com a Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Características de Linhas e Transformadores no Brasil [SLSL06, SSC08]

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

A Tabela 3.2 registra as taxas de falha e tempos médios de reparo representativos dos geradores.

Tabela 3.2 – Características de Geradores no Brasil [SLSL06, SSC08]

Tipo	Capacidade (MW) *	Taxa de Falha λ (occ/ano)	Tempo Médio de Reparo (h)
Hidráulica	29	1,6240	2,2343
Hidráulica	59	1,7599	26,8038
Hidráulica	199	1,8692	35,5347
Hidráulica	499	1,3286	17,3235
Hidráulica (Itaipu)	720	0,7822	10,6000
Fóssil	59	1,5806	43,4498
Fóssil	89	6,7605	20,1920
Fóssil	129	5,5811	47,7132
Fóssil	199	27,2429	44,2066
Fóssil	389	0,4765	23,1450

Tipo	Capacidade (MW) *	Taxa de Falha λ (occ/ano)	Tempo Médio de Reparo (h)
Compensador Síncrono	500	0,8154	91,5997
Compensador Estático	500	5,1204	7,7193
Eólica	0,5	2,500	136,000

(*) Geração máxima.

3.5 – CÁLCULO NUMÉRICO DA CONFIABILIDADE

A etapa de cálculo numérico da confiabilidade pressupõe a existência de um arquivo que contenha um caso base de fluxo de potência, convergido e sem violações e o caso base de confiabilidade, usualmente obtido na etapa de pré-processamento [O10b], que foge ao escopo desta investigação.

Conceitualmente, o cálculo da confiabilidade compreende três etapas: seleção de estados operativos do sistema, análise dos estados operativos selecionados e cálculo numérico dos índices de confiabilidade.

3.5.1 – Seleção de Estados Operativos do Sistema

No estudo de referência, a seleção é feita por enumeração de uma lista de contingências de linhas de transmissão, transformadores de malha e transformadores de fronteira, exatamente coincidente com o espaço probabilístico de estados, anteriormente definido. O valor da tolerância de probabilidade adotado para o processo de enumeração situa-se em 10^{-36} pu.

Nas avaliações especiais, quando a seleção dos estados for realizada via técnica de Monte Carlo, as seguintes diretrizes devem ser observadas:

- número especificado de sorteios: 100.000 (um único lote);
- tolerâncias (coef. de variação) associadas aos índices LOLP e EPNS: 3%;
- semente: 1513.

3.5.2 – Análise dos Estados Operativos Seleccionados

Após cada seleção de estado, deve ser verificado se o estado seleccionado constitui um estado de sucesso (caso em que ele não apresenta nenhum modo de falha), ou estado de falha. Quando ocorre algum tipo de modo de falha, tenta-se eliminá-la com as medidas corretivas que representam os recursos operacionais do sistema.

3.5.2.1 – Modos de Falha

Para a avaliação de referência da confiabilidade, os modos de falha relevantes são o de continuidade, sob enfoque de ocorrência de ilhamentos e déficits de potência, e o de adequação, que compreende violações dos limites de emergência permitidos para as tensões e violações dos limites normais permitidos para os carregamentos de linhas e transformadores, ambos sob o enfoque de corrente.

3.5.2.2 – Monitoração

Em consonância com os modos de falha seleccionados, na avaliação de referência a monitoração é realizada:

- sobre os valores dos limites normais dos carregamentos;
- sob enfoque de corrente nas linhas e transformadores;
- pelos limites permissíveis para as excursões dos níveis de tensão em emergência nos barramentos de carga com carga;
- pelos limites de geração de potência reativa das unidades geradoras;
- pelos limites de geração ativa e reativa das barras de referência do sistema.

3.5.2.2 – Medidas Operacionais Corretivas

Para a avaliação de referência da confiabilidade, permite-se apenas:

- redespacho de potência reativa;

- variação das derivações dos transformadores;
- variação em tensões de barras controladas; e
- em última instância, o corte de carga mínimo, calculado via algoritmo ótimo de pontos interiores.

3.5.3 – Cálculo dos Índices de Confiabilidade

No cálculo numérico dos índices de confiabilidade, contabilizam-se todos os estados nos quais foi necessário o uso de medidas operativas com o objetivo de eliminar os modos de falha detectados. Inicialmente calcula-se os índices primários e, por manipulação destes, chega-se os índices secundários.

a) Índices primários:

- LOLP – Probabilidade de Perda de Carga (*Loss of Load Probability*);
- EPNS – Valor Esperado de Potência não Suprida (*Expected Power not Supplied*);
- LOLF – Frequência de Perda de Carga (*Loss of Load Frequency*).

b) Índices Secundários:

- EENS – Valor Esperado de Energia não Suprida (*Expected Energy not Supplied*);
- LOLE – Número de Horas de Perda de Carga (*Loss of Load Expectation*);
- LOLD – Duração Média de Perda de Carga (*Loss of Load Duration*);
- Severidade (IS).

3.5.4 – Validação da Análise do Espaço de Estados

No estudo de referência, a avaliação do espaço de estados é considerada significativa se, em princípio, um máximo de até 3% de todas as contingências da

lista predefinida não forem passíveis de processamento, com sucesso, pelo algoritmo de pontos interiores.

3.5.5 – Indicador de Risco

O balizador de referência para diagnose do risco preditivo probabilístico do SIN é dado pelo indicador de severidade. A severidade é um índice normalizado, dado pelo quociente da energia não suprida (MWh/ano) pela ponta (MW) do sistema analisado e com o resultado convertido em minutos, vide equação 3.1.

Este indicador exprime um tempo fictício de uma perturbação imaginária que seria necessário para acumular uma energia não suprida exatamente equivalente àquela calculada, se toda a carga do sistema fosse afetada. Trata-se de um índice que captura não apenas a habitualidade das falhas do sistema, mas também a gravidade e consequências das mesmas. É, portanto, um indicador relativo e que permite a comparação de sistemas de portes e naturezas distintas, advindo daí a sua origem e importância.

$$IS = 60 \cdot \frac{EENS}{\text{pico de carga}} \quad [\text{minutos}] \quad (3.1)$$

A severidade é um dos poucos indicadores probabilísticos de curso internacional e que já dispõe de uma escala de valoração classificatória, com base logarítmica. O conceito que o embasa é o da classificação dos eventos de tal forma que cada escala é diferenciada da antecedente por uma ordem de grandeza. Outra grande vantagem da severidade como indicador de risco, advém da possibilidade de calculá-lo tanto para eventos pretéritos, como de forma preditiva.

A Tabela 3.3 mostra a hierarquia usada na classificação da confiabilidade do sistema via severidade. Cabe ressaltar que entre dois sistemas, o mais confiável é o que apresenta menor valor numérico de severidade.

Tabela 3.3 – Classificação do Risco pela Severidade [O10b, SSC08]

Classificação	Severidade IS (sistema-minuto)	Interpretação	Comentário
Grau 0	$S < 1$	Favorável	Condição operativa de baixíssimo risco
Grau 1	$1 \leq S < 10$	Satisfatório	Condição operativa de baixo risco
Grau 2	$10 \leq S < 100$	Limítrofe	Condição operativa de risco médio
Grau 3	$100 \leq S < 1000$	Grave	Sério impacto para vários agentes e consumidores
Grau 4	$1000 \leq S$	Muito grave	Grande impacto para muitos agentes e consumidores, colapso do sistema

3.5.6 – Aplicativo Computacional

O aplicativo computacional que foi utilizado para a realização das simulações é o programa NH2 [C07, O04b], destinado à avaliações probabilísticas de confiabilidade composta de sistemas elétricos de grande porte. O NH2 possui métodos e modelos numéricos que garantem flexibilidade e eficiência em uma grande variedade de análises de fluxo de potência e análise de contingências.

Para a avaliação da confiabilidade de sistemas elétricos, o programa disponibiliza a utilização dos métodos Enumeração de Estados e de Simulação Monte Carlo. O procedimento básico consiste em gerar, a partir de um caso base de fluxo de potência, um conjunto de casos ou estados de contingência com base nas estatísticas de falha dos equipamentos e no comportamento da carga.

A verificação da adequação de cada um destes estados, que pode ser realizada por meio de modelos de fluxo de potência lineares (modelos DC) ou não lineares (modelos AC), é realizada de modo a identificar violações operativas nos componentes do sistema. Estas violações poderão ser eliminadas por meio de um

fluxo de potência ótimo não linear de grande robustez, capaz de tratar eficientemente sistemas com problemas de tensão.

Os resultados das análises de adequação são tratados e classificados, permitindo um diagnóstico completo do sistema em estudo. Isto é possível, não só por meio dos próprios índices de confiabilidade, mas também pelo conjunto de informações adicionais fornecido, quais sejam: identificação e classificação dos casos mais severos, distribuição de probabilidade de variáveis selecionadas, estatísticas de violação por circuito e por barras, estatísticas das perdas por área, e sensibilidade em relação a reforços no sistema.

O diagnóstico apresentado refere-se a duas situações distintas: antes da atuação de medidas corretivas, associado a problemas no sistema, e após a atuação de medidas corretivas, associado a interrupções de carga. Os índices são desagregados nos níveis Sistema, Área e Barramento, e segundo os modos de falha de sobrecarga, violações de tensão, ilhamentos e déficit de geração.

3.6 – SUMÁRIO

Neste capítulo, as diretrizes e critérios, atualmente utilizados pelo ONS, que balizam a análise probabilística de confiabilidade do SIN, foram descritos para que, a partir destas premissas iniciais, fosse possível quantificar a influência de outras suposições nos índices de confiabilidade.

No próximo capítulo, as investigações serão direcionadas com base na alteração nas diretrizes previamente citadas, esperando-se obter resultados relevantes que possam validar os atuais procedimentos ou propor modificações baseadas em investigações que priorizaram as características particulares do Sistema Elétrico Brasileiro.

CAPÍTULO 4

VARIABILIDADE DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE: RESULTADOS

4.1 – INTRODUÇÃO

Sabe-se que qualquer resultado de uma análise probabilística de confiabilidade deve ser apresentado tão somente sob forma estritamente condicionada ao conjunto de premissas de modelagem, representação de incertezas e técnicas de cálculo adotados. Desta forma, este capítulo apresenta os resultados provenientes da manipulação da metodologia vigente para representação da rede elétrica e simulação das análises de confiabilidade.

Dois sistemas foram considerados nas análises: um sistema-teste de 107 barras com características próprias do sistema brasileiro e o Sistema Interligado Nacional. O uso do sistema reduzido pretendeu facilitar o entendimento inicial do processo, facilitando o posterior tratamento de um sistema de grande porte.

Um paradigma referencial foi obtido para cada sistema, conforme a metodologia usada no ONS. Tomando-se como referência o padrão obtido, uma série de experimentos foi realizada, obtendo-se a faixa de variação do **índice de severidade** e um conjunto de outros índices tradicionais na análise de confiabilidade. O índice de severidade foi tomado como referência porque este é o indicador utilizado pelo ONS.

As premissas de referência são listadas a seguir para posterior comparação de resultados:

- Solução do fluxo de potência pelo método de Newton Raphson;
- Taxa de falha estimada conforme descrito [P07, SLSL06, SSC08] na Seção 3.4;
- Enumeração das contingências simples de linhas de transmissão e transformadores;
- Monitoração de carregamentos em MW pelo o limite do regime de operação normal;
- Monitoração dos níveis de tensão nos barramentos de carga pelos valores admissíveis em condições de emergência;
- Otimização da tensão das unidades geradoras e posição do tap de transformadores como medidas corretivas para o fluxo de potência ótimo.

As simulações foram realizadas com o programa NH2, desenvolvido pelo SGC/GCPS, ELETROBRÁS e CEPEL, ferramenta oficial para realização das análises probabilísticas de confiabilidade no ONS. Vale destacar que as análises realizadas pelo método de Enumeração de Estados e Simulação Monte Carlo Não-Sequencial foram executadas com a *versão DOS 8.1.1-P0-maio 2008* e a *versão gráfica 9.1.0-P0-novembro 2008*, respectivamente.

A configuração dos computadores utilizados é:

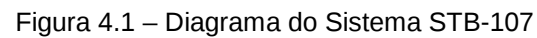
1. Sistema operacional Windows XP, processador Pentium D 2,8GHz e 0,99GB de memória RAM;
2. Sistema operacional Windows Vista, processador Intel Core 2 DUO 2GHz e 3GB de memória RAM.

4.2 – SISTEMA-TESTE BRASILEIRO COM 107 BARRAS (STB-107)

A utilização de sistemas-teste é extremamente útil para avaliações comparativas de novas ferramentas ou metodologias de análise. No entanto, neste trabalho buscou-se a utilização de um sistema-teste, proposto pela referência [A07], em que as

características deste sistema correspondessem ao SEB, tanto pela topologia quanto pelos parâmetros elétricos.

O sistema-teste brasileiro – STB está dividido em três subsistemas denominados de Sul, Sudeste e Mato Grosso, com capacidade total de geração de 22.080 MW e possuindo uma carga total de 12.679 MW. A Figura 4.1 apresenta o diagrama deste sistema composto por 107 barras.



4.2.1 – Índice de Referência

O paradigma referencial de risco, identificado como Caso 1, Tabela 4.1, foi obtido usando-se o conjunto de premissas e procedimentos [O10b, SSC08] descritos nas seções precedentes, ou seja, enumeração das contingências simples dos componentes da rede básica, sem redespacho de potência ativa, monitoração apenas dos limites normais de potência ativa dos carregamentos de ramos, monitoração dos limites de emergência das tensões nodais e taxa de falha estimada com base nos comprimentos estimados das linhas de transmissão. *Os resultados obtidos são tomados como referência (1 pu) e registrados nas tabelas entre parênteses.*

O índice de severidade da simulação de referência para o STB-107 barras situou-se em **300,31 minutos** (vide Tabela 4.1). A elevada severidade obtida situa o sistema no nível 3 (grave) consoante a classificação atualmente adotada (vide Tabela 3.3). Esse resultado é explicado, em parte, pela baixa (24,1%) eficiência das medidas corretivas acionadas na simulação do caso de referência (tão-somente o redespacho de potência ativa foi desativado).

Tabela 4.1 – Caso de Referência (Caso 1 – STB)

CASO 1 – STB						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
300,31 (1 pu)	5,56 (1 pu)	63474 (1 pu)	67,72 (1 pu)	7,19 (1 pu)	7,25 (1 pu)	486,8 (1 pu)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
84,04	98,53	137	60	43	3	0,14

Foram solicitadas (137 + 3 = 140) contingências das quais 137 lograram solução numérica. A rede completa apresentou-se com uma probabilidade de 84,04%. A

análise da rede completa e as contingências simples cobriram 98,53% do espaço probabilístico de estados.

4.2.2 – Variabilidade na Representação das Incertezas (λ)

A influência das metodologias para representação das incertezas do sistema de transmissão foi avaliada estimando-se a taxa de falha das linhas de transmissão por dois métodos alternativos: valores de reatância média por nível de tensão e comprimento real das linhas de transmissão.

Inicialmente utilizou-se o método de reatância média como forma de estimar o comprimento das mesmas (Caso 2), processo automático realizado pelo programa NH2 para estimar as taxas de falha. O índice de severidade obtido foi de **303,08 minutos**. Estimando-se as taxas de falha pelo comprimento real de cada linha de transmissão, obteve-se o nível de risco do sistema (Caso 3) em **299,84 minutos**.

Tabela 4.2 – Variabilidade na Representação das Incertezas (Caso 2 – STB)

CASO 2 – STB						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
303,08 (1,009)	5,66 (1,018)	64059 (1,009)	76,13 (1,124)	6,51 (0,905)	7,31 (1,008)	495,50 (1,018)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
83,82	98,50	137	60	43	3	0,13

Tabela 4.3 – Variabilidade na Representação das Incertezas (Caso 3 – STB)

CASO 3 – STB						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
299,84 (0,998)	5,55 (0,998)	63374 (0,998)	67,81 (1,001)	7,17 (0,997)	7,23 (0,997)	486,30 (0,999)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
83,94	98,41	137	60	43	3	0,14

Tomando-se como base de comparação a severidade, os resultados obtidos mostram que a técnica usada no procedimento padrão (**300,31 minutos**) é levemente conservadora em relação ao cálculo baseado em valores exatos (**299,84 minutos**). Por outro lado, o método intrínseco do NH2 mostrou-se, nesse caso, mais pessimista (**303,08 minutos**).

4.2.3 – Variabilidade das Medidas Corretivas

De forma a se observar o impacto das medidas corretivas nos índices de confiabilidade, os casos a seguir ilustrarão a influência da inibição de diferentes medidas corretivas no algoritmo de otimização. As inibições investigadas foram: otimização do despacho de potência ativa (P: Caso 1), otimização de posicionamento de tapes (T: Caso 4) e otimização do perfil de tensão de geração (V: Caso 5).

Enquanto o Caso 1 (P: **300,31 minutos**) teve inibido apenas o redespacho de potência ativa, os Casos 4 (T: **283,73 minutos**) e 5 (V: **233,74 minutos**) tiveram outros tipos de inibição singular.

Tabela 4.4 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 4 – STB)

CASO 4 – STB						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
283,73 (0,945)	5,12 (0,921)	59971 (0,945)	59,42 (0,877)	7,55 (1,049)	6,85 (0,944)	448,34 (0,921)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
84,04	98,67	140	70	36	0	0,00

Tabela 4.5 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 5 – STB)

CASO 5 – STB						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
233,74 (0,778)	4,30 (0,773)	49403 (0,778)	39,73 (0,587)	9,47 (1,318)	5,64 (0,778)	376,42 (0,773)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
84,04	98,67	140	60	29	0	0,00

O resultado obtido sugere que a medida corretiva mais eficaz é oriunda da potência ativa. A otimização de reativos e a manipulação de tapes apresentaram resultados muito semelhantes. Nota-se que a inibição do despacho ativo provocou a retirada de 3 casos da estatística.

Analisando as situações de inibições duplas chegou-se aos seguintes resultados: Caso 6 (P, V: **447,35 minutos**), Caso 7 (P, T: **314,56 minutos**) e Caso 8 (V, T: **332,06 minutos**), constatando-se a esperada degradação da severidade.

Tabela 4.6 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 6 – STB)

CASO 6 – STB						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
447,35 (1,490)	7,26 (1,306)	94552 (1,490)	115,75 (1,709)	5,50 (0,765)	10,79 (1,489)	636,29 (1,307)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
84,04	98,53	137	62	60	3	0,14

Tabela 4.7 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 7 – STB)

CASO 7 – STB						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
314,56 (1,047)	5,75 (1,035)	66486 (1,047)	75,07 (1,108)	6,72 (0,934)	7,59 (1,047)	504,07 (1,035)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
84,04	98,53	137	62	45	3	0,14

Tabela 4.8 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 8 – STB)

CASO 8 – STB						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
332,06 (1,106)	5,13 (0,922)	70185 (1,106)	61,07 (0,902)	7,35 (1,023)	8,01 (1,105)	449,10 (0,923)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
84,04	98,51	138	67	36	2	0,16

O Caso 9 (P, V, T: **495,88 minutos**) mostrou a situação extrema, sem medidas corretivas. O Caso 10 (**223,81 minutos**) mostrou o outro extremo, no qual todas as medidas corretivas são chamadas a atuar. A diferença entre os resultados dos Casos 9 e 10 indica a margem de manobra operacional disponível no sistema.

Tabela 4.9 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 9 – STB)

CASO 9 – STB						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
495,88 (1,651)	7,09 (1,275)	104810 (1,651)	109,17 (1,612)	5,69 (0,791)	11,96 (1,650)	620,99 (1,276)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
84,04	98,29	131	57	56	9	0,38

Tabela 4.10 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 10 – STB)

CASO 10 – STB						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
223,81 (0,745)	3,68 (0,663)	47305 (0,745)	38,73 (0,572)	8,33 (1,159)	5,40 (0,745)	322,77 (0,663)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
84,04	98,67	140	60	27	0	0,00

4.2.4 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados

Nos próximos casos a intenção foi mostrar a influência da profundidade da análise realizada sobre um dado espaço probabilístico de estados e a influência da composição do espaço. Inicialmente, nos Casos 11 e 12 são simuladas, respectivamente, enumerações duplas e triplas sobre o espaço probabilístico de referência. No Caso 13 ilustra-se o impacto da radical alteração do espaço probabilístico de estados pela agregação do parque gerador (apenas contingências simples).

Como pode ser observado na Tabela 4.11, a enumeração dupla mostra-se de grande interesse por conter situações de contingências com impacto relevante, reveladas pelo significativo aumento da severidade (**354,38 minutos**). No entanto, é bastante dispendiosa em termos de esforço computacional.

Tabela 4.11 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 11 – STB)

CASO 11 – STB						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
354,38 (1,180)	6,33 (1,138)	74903 (1,180)	75,24 (1,111)	7,37 (1,024)	8,55 (1,179)	554,20 (1,138)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
84,04	99,76	9436	6303	4973	434	0,17

Por outro lado, a enumeração tripla traz um ganho muito pequeno, em termos de precisão nos resultados (**359,14 minutos**), se comparado à enumeração dupla. Neste caso, comparando-se o esforço computacional que reflete diretamente no tempo de simulação, observa-se que a quantidade de casos com solução simulados é 45 vezes maior.

Tabela 4.12 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 12 – STB)

CASO 12 – STB						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
359,14 (1,196)	6,38 (1,147)	75908 (1,196)	75,20 (1,110)	7,43 (1,034)	8,67 (1,195)	558,85 (1,148)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
84,04	99,83	426288	339194	289420	31162	0,17

O Caso 13 ilustra o impacto da radical alteração do espaço probabilístico de estados provocado pela agregação do parque gerador. Nessa situação a severidade alcança o valor de **788,54 minutos**, ou seja, mais do dobro do valor referencial. Este é um resultado clássico da literatura de confiabilidade, que demonstra a relevância da denominada análise composta geração-transmissão.

Tabela 4.13 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 13 – STB)

CASO 13 – STB						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
788,54 (2,626)	10,69 (1,923)	166667 (2,626)	56,49 (0,834)	16,58 (2,306)	19,03 (2,625)	936,50 (1,924)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
49,93	83,14	161	64	46	3	0,08

4.2.5 – Variabilidade da Monitoração de Violações

Para a análise referencial é estabelecido que a monitoração de carregamento deve ser realizada pela medição da potência ativa sobre a capacidade nominal das linhas de transmissão e transformadores.

De forma a quantificar o impacto advindo desta restrição de monitoramento, o Caso 14 (**239,40 minutos**) mostra que o uso da capacidade emergencial da transmissão (em termos de potência ativa permissível num período de curta duração) é um importante recurso a ser explorado. No exemplo em apreço, a severidade reduz-se a um patamar de aproximadamente 80% em relação ao caso de referência.

Tabela 4.14 – Variabilidade da Monitoração de Violações (Caso 14 – STB)

CASO 14 – STB						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
239,40 (0,797)	3,72 (0,669)	50600 (0,797)	64,54 (0,953)	5,05 (0,702)	5,78 (0,797)	325,66 (0,669)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
84,04	98,53	137	55	36	3	0,14

Já no Caso 15 (**348,56 minutos**) a monitoração da potência aparente pelo limite normal, promoveu um aumento de 16% no índice de severidade.

Tabela 4.15 – Variabilidade da Monitoração de Violações (Caso 15 – STB)

CASO 15 – STB						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
348,56 (1,161)	5,86 (1,055)	73673 (1,161)	68,22 (1,007)	7,53 (1,047)	8,41 (1,160)	513,64 (1,055)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
84,04	98,53	137	63	44	3	0,14

(Nota: nesta Dissertação não foi investigada a influência dos limites permissíveis para a excursão da tensão).

4.2.6 – Variabilidade da Técnica de Seleção de Estados

A técnica para seleção dos estados operativos do sistema tem influência direta na quantidade de estados amostrados a serem analisados. O Caso 16 (**357,05 minutos**) mostra o resultado da seleção de estados por sorteio através da Simulação Monte Carlo Não-Sequencial. As tolerâncias usadas foram aquelas mencionadas na Seção 3.5.1. Nota-se que o resultado obtido, nesta situação em particular, é muito semelhante ao resultado decorrente da enumeração dupla (Caso 11: **354,38 minutos**). Merece destaque nesta avaliação que os resultados também ficaram próximos aos encontrados pela enumeração tripla (**359,14 minutos**), no entanto a quantidade de casos simulados foi bem menor.

Tabela 4.16 – Variabilidade da Técnica de Seleção de Estados (Caso 16 – STB) – Monte Carlo

CASO 16 – STB						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
357,05 (1,189)	6,42 (1,154)	75466 (1,189)	74,38 (1,098)	7,56 (1,051)	8,61 (1,188)	561,96 (1,154)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	35853	2990	2300	51	0,14

4.3 – SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

Dando continuidade à proposta desta Dissertação, o Sistema Interligado Nacional foi também investigado com uma série de experimentos objetivando extrair a faixa de variação do índice de severidade e o conjunto de outros índices tradicionais na análise de confiabilidade.

A configuração escolhida para as análises foi um caso base com horizonte mensal, já que a característica principal deste arquivo de dados é a reprodução mais precisa da carga e da configuração do sistema. Sendo assim, o mês de **Abril do ano de 2009** foi escolhido, configuração esta que atendia uma demanda de **66,15 GW** no período de carga pesada.

4.3.1 – Índice de Referência

Atendendo ao conjunto de premissas e procedimentos estabelecidos no Capítulo 3, obteve-se o paradigma referencial de risco, identificado como Caso 1, Tabela 4.17 (ou seja, o denominado **risco de referência** refere-se àquele obtido consoante os Procedimentos de Rede, vide Ref. [O10b, SSC08]).

O índice de severidade da simulação de referência situou-se em **38,80 minutos**. A classificação do SIN, quanto ao valor encontrado para o índice de confiabilidade, enquadra-se no nível de risco de grau 2, condição operativa *limítrofe*, conforme indicado na Tabela 3.3.

Tabela 4.17 – Caso de Referência (Caso 1 – SIN)

CASO 1 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
38,80 (1 pu)	5,59 (1 pu)	42.782,15 (1 pu)	49,72 (1 pu)	9,85 (1 pu)	4,88 (1 pu)	489,70 (1 pu)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
19,22	50,57	1.706	1.684	294	11	0,38

Tempo de processamento não dedicado: 27min 36s

Se este valor de severidade (**38,80 minutos**) for comparado aos valores apresentados nos estudos associados ao Plano Decenal de Energia da EPE 2007/2016 (Análise dos índices de confiabilidade do SIN) [E07], vide Tabela 4.18, verificar-se-á que a adequação do sistema no horizonte de planejamento da expansão é significativamente maior do que aquela vista no planejamento da operação de curto prazo (abril de 2009).

Tabela 4.18 – Índices Globais do SIN (EPE)
(PDE 2007/2016) [E07]

PDE 2007/2016 – EPE						
ANO	IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	EPNS (MW)	LOLD (horas)
2008	12,14	2,55	12.521,57	27,94	1,43	7,99
2009	9,53	2,09	10.304,67	21,4	1,18	8,54
2010	10,07	2,15	11.195,79	21,4	1,28	8,82
2011	11,93	2,32	13.958,34	23,61	1,59	8,59
2012	9,90	1,93	12.069,53	20,02	1,38	8,45
2013	7,28	1,93	9.094,1	21,08	1,04	8,03
2014	8,30	2,07	10.786,72	21,18	1,23	8,55
2015	10,42	2,30	13.673,28	26,48	1,56	7,61

A eficácia das medidas corretivas situou-se em 81,9%. Foram solicitadas (1706 + 11 = 1717) contingências das quais 1706 lograram processamento com sucesso. A rede completa apresentou-se com uma probabilidade de 19,22%. A análise da rede completa e as contingências simples cobriram 50,57% do espaço de estados.

A Tabela 4.19 registra o índice PPS (probabilidade de problema no sistema) para o caso de referência do SIN. Trata-se de um contador de violações contabilizadas antes das medidas corretivas serem liberadas. Neste caso, observa-se que o principal problema do SIN reside nas violações de tensão.

Tabela 4.19 – Caso de Referência (Caso 1 – SIN) / Índices pré-medidas corretivas (PPS)

Modo de Falha	Probabilidade (%)	Participação (%)	Nº de casos
Ilhamento	0,18	0,59	11
Fluxo	0,00028	0	1
Tensão	24,1	77,84	1337
Fluxo + Ilhamento	0	0	0
Tensão + Ilhamento	1,23	3,98	68
Tensão + Fluxo	5,30	17,14	256
Fluxo + Tensão + Ilhamento	0	0	0
Não solucionadas	0,0001	0,45	11
SIN	30,93	100	1684

Também no horizonte de planejamento da operação, os estudos realizados pelo ONS, para ciclos de avaliações com horizonte de três anos, indicam níveis de risco de mesma ordem de grandeza, vide Tabela 4.20, compatível com os valores obtidos pela EPE.

Tabela 4.20 – Evolução da Severidade da Rede Básica [O07, O08, O09, O10a]

PAR horizonte 2008/2015 (abril/setembro) – ONS								
CICLO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
2008/2010	14,80	10,48	9,15	-	-	-	-	-
2009/2011	-	17,43	9,31	9,26	9,60*	-	-	-
2010/2012	-	-	12,29	10,08	7,62	9,83	-	-
2011/2014	-	-	-	9,12	6,42	5,56	5,55	-
2012/2015	-	-	-	-	6,90	3,12	2,48	4,94

* Caso especial – período entre dezembro/2012 e março/2013

Desta forma, pode-se concluir que a diferença encontrada na análise com horizonte mensal está relacionada aos seguintes fatores: atraso das obras de ampliação ou reforço, diferença na carga prevista nos horizontes de planejamento e pré-operação, eventuais restrições de manutenção e desligamentos e também a diversidade da composição do espaço probabilístico de estados.

4.3.2 – Variabilidade na Representação das Incertezas (λ)

No Caso 2 foi observada a influência da modelagem estocástica na avaliação do desempenho do sistema. Como pode ser observado na Tabela 4.21, a variação da taxa de falha das linhas de transmissão, estimadas com base nos valores de reatância média por nível de tensão, reduziu o nível de risco do SIN para **25,51 minutos**, valor nitidamente muito otimista.

A evidência desta sensibilidade em razão do método de obtenção das taxas de falha é relevante porque mostra a validade da metodologia atualmente adotada pelo ONS que estima o comprimento das linhas de transmissão com boa precisão, com exceção dos cabos subterrâneos. Desta forma, o caso de referência mostra-se mais preciso e realista [P07].

Tabela 4.21 – Variabilidade na Representação das Incertezas (Caso 2 – SIN)

CASO 2 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
25,51 (0,657)	4,41 (0,789)	28.121,61 (0,657)	41,00 (0,825)	9,41 (0,955)	3,21 (0,658)	386,03 (0,788)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
15,18	40,05	1.704	1.684	295	13	0,37

Tempo de processamento não dedicado: 33min 9s

A verificação da influência do cálculo da taxa de falha das linhas de transmissão com base no comprimento real individualizado de cada linha de transmissão não foi possível em razão da dificuldade para obtenção dos dados.

4.3.3 – Variabilidade das Medidas Corretivas

De forma similar à experimentação realizada para o STB 107 barras, a influência da **inibição** das medidas corretivas do algoritmo de otimização foi investigada. As medidas corretivas disponíveis são: otimização do despacho de potência ativa (P), otimização do perfil de tensão de geração (V) e otimização de posicionamento de tapes (T).

O Caso 1 (P: **38,80 minutos**) teve o redespacho de potência ativa inibido, enquanto os Casos 3 (V: **21,15 minutos**) e 4 (T: **22,84 minutos**) tiveram a inibição da otimização do perfil de tensão de geração e posicionamento de tapes, respectivamente. Os Casos 5 (P, V: **24,50 minutos**), 6 (P, T: **60,48 minutos**), e 7 (V, T: **27,76 minutos**) ilustram as situações com inibição dupla das medidas corretivas), constatando-se a esperada degradação da severidade. Já os Casos 8 (P, V, T: **102,42 minutos**) e 9 (**20,36 minutos**) relevam as condições extremas, onde nenhuma medida corretiva é admitida e quando todas as medidas são permitidas, respectivamente. A diferença encontrada entre os resultados dos Casos 8 e 9 indica a margem de manobra operacional disponível no sistema.

Como no Caso 5 o total de estados operativos retirados das estatística excedeu 3%, este resultado deve ser descartado, conforme determina o critério vigente [O10b, SSC08].

Tabela 4.22 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 3 – SIN)

CASO 3 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
21,15 (0,545)	5,03 (0,900)	23.322,14 (0,545)	46,73 (0,940)	9,42 (0,956)	2,66 (0,545)	440,37 (0,899)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
19,22	50,94	1.716	1.698	279	1	0,01

Tempo de processamento não dedicado: 23min 42s

Tabela 4.23 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 4 – SIN)

CASO 4 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
22,84 (0,589)	5,35 (0,957)	25.178,13 (0,589)	49,45 (0,995)	9,48 (0,962)	2,87 (0,588)	468,61 (0,957)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
19,22	50,93	1.716	1.698	297	1	0,02

Tempo de processamento não dedicado: 11min 58s

Tabela 4.24 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 5 – SIN)

CASO 5 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
24,50 (0,631)	9,87 (1,766)	27.009,37 (0,631)	128,37 (2,582)	6,74 (0,684)	3,08 (0,631)	864,81 (1,766)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
19,22	45,69	1.443	1.426	552	274	5,25

Tempo de processamento não dedicado: 8h 14min

Tabela 4.25 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 6 – SIN)

CASO 6 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
60,48 (1,559)	6,46 (1,156)	6.6678,86 (1,559)	60,79 (1,223)	9,32 (0,946)	7,61 (1,559)	566,31 (1,156)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
19,22	50,54	1.705	1.687	338	12	0,40

Tempo de processamento não dedicado: 27min 53s

Tabela 4.26 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 7 – SIN)

CASO 7 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
27,76 (0,715)	6,08 (1,088)	30.607,25 (0,715)	58,55 (1,178)	9,10 (0,924)	3,49 (0,715)	532,94 (1,088)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
19,22	50,88	1.714	1.700	339	3	0,07

Tempo de processamento não dedicado: 22min 21s

Tabela 4.27 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 8 – SIN)

CASO 8 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
102,42 (2,640)	8,62 (1,542)	11.2922,22 (2,639)	117,54 (2,364)	6,42 (0,652)	12,89 (2,641)	754,70 (1,541)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
19,22	47,94	1.583	1.557	460	134	3,00

Tempo de processamento não dedicado: 3h 12min

Tabela 4.28 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 9 – SIN)

CASO 9 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
20,36 (0,525)	4,86 (0,869)	22.450,69 (0,525)	45,58 (0,917)	9,34 (0,948)	2,56 (0,525)	425,57 (0,869)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
19,22	50,95	1.717	1.695	270	0	0,00

Tempo de processamento não dedicado: 17min 20s

4.3.4 – Variabilidade da Monitoração de Violações

Verificou-se que o uso do limite máximo admissível para sobrecargas em ramos em situações de emergência promove considerável redução no índice de severidade do sistema, vide Caso 10 (**25,34 minutos**). No Caso 11 (**26,70 minutos**) o monitoramento foi realizado em função da potência aparente sobre o limite de regime normal de operação. Por outro lado, no Caso 12 (**22,57 minutos**) observa-se o ganho obtido com a monitoração dos carregamentos pela potência aparente sobre o limite de emergência. Nestes exemplos, pode ser verificado que o nível de risco do sistema pode ser reduzido de 35% a 42% em razão da monitoração escolhida.

Tabela 4.29 – Variabilidade da Monitoração de Violações (Caso 10 – SIN)

CASO 10 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
25,34 (0,653)	4,56 (0,816)	27.939,32 (0,653)	41,36 (0,832)	9,65 (0,980)	3,19 (0,654)	399,05 (0,815)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
19,22	50,62	1.709	1.686	241	8	0,33

Tempo de processamento não dedicado: 25min 40s

Tabela 4.30 – Variabilidade da Monitoração de Violações (Caso 11 – SIN)

CASO 11 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
26,70 (0,688)	6,03 (1,079)	29.431,59 (0,688)	55,82 (1,123)	9,46 (0,960)	3,36 (0,689)	527,99 (1,078)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
19,22	50,32	1.703	1.682	324	14	0,63

Tempo de processamento não dedicado: 37min 49s

Tabela 4.31 – Variabilidade da Monitoração de Violações (Caso 12 – SIN)

CASO 12 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
22,57 (0,582)	4,91 (0,878)	24.888,33 (0,582)	46,11 (0,927)	9,33 (0,947)	2,84 (0,582)	430,63 (0,879)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
19,22	50,42	1.705	1.685	268	12	0,52

Tempo de processamento não dedicado: 39min 13s

(Nota: nesta Dissertação não foi investigada a influência dos limites permissíveis para a excursão da tensão).

4.3.5 – Variabilidade da Técnica de Seleção de Estados

A confiabilidade do SIN também foi avaliada através da Simulação Monte Carlo Não-Sequencial (vide Seção 3.5.1), conforme mostra o Caso 13 (**185,03 minutos**). Neste tipo de avaliação, como os estados operativos são selecionados de acordo com as probabilidades de ocorrência, é possível verificar a influência das contingências múltiplas no desempenho do sistema.

A diferença encontrada nos resultados deve-se à contribuição proveniente das contingências de ordem superior, não factíveis nas análises por enumeração de estados. Nota-se que o resultado obtido é 4,77 vezes maior do que o encontrado para a enumeração simples (Caso 1: **38,80 minutos**).

Tabela 4.32 – Variabilidade da Técnica de Seleção de Estados (Caso 13 – SIN) – Monte Carlo

CASO 13 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
185,03 (4,768)	27,06 (4,841)	203.996,37 (4,768)	109,97 (2,212)	12,41 (1,260)	23,28 (4,770)	2.371,18 (4,842)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	23.836	18.964	6.452	533	(*)

(*) valor abaixo de 0,01%

Tempo de processamento não dedicado: 7h 28min

4.3.6 – Outras Análises para Enumeração de Estados

O Caso 14 (**19,79 minutos**) é a reprodução do Caso 12 (monitoração dos carregamentos pela potência aparente sobre o limite de emergência) com a inclusão

do redespacho de potência ativa à lista de medidas corretivas, ou seja, todos os fatores que contribuem para a redução do índice de severidade foram considerados.

Tabela 4.33 – Variabilidades Diversas (Caso 14 – SIN)

CASO 14 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
19,79 (0,510)	4,48 (0,801)	21.821,23 (0,510)	42,53 (0,855)	9,23 (0,937)	2,49 (0,510)	392,40 (0,801)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
19,22	50,93	1.716	1.694	249	1	0,02

Tempo de processamento não dedicado: 22min 56s

Conforme novamente observado, constata-se a significativa influência à qual a severidade do sistema está submetida, em função das premissas de simulação.

4.3.7 – Variabilidades Diversas na Simulação Monte Carlo Não-Sequencial

Dada sua importância e eficiência, alguns resultados utilizando exclusivamente a Simulação Monte Carlo serão apresentados para verificação da sensibilidade dos índices de severidades em comparação com o resultado encontrado no Caso 13 (**185,03 minutos**). Deve ser enfatizado que o padrão de referência para comparação em pu continua sendo o Caso 1 da Tabela 4.17.

No Caso 15 (**184,25 minutos**), o comprimento das linhas de transmissão foi novamente estimado com base na reatância típica por nível de tensão, mostrando novamente um resultado levemente otimista.

O impacto da inclusão do redespacho de potência ativa à lista das medidas corretivas do algoritmo de otimização pode ser observado no resultado referente ao Caso 16 (**104,30 minutos**), confirmando outra vez a importância do redespacho de

potência ativa. A monitoração do carregamento pela potência aparente sobre o limite em emergência foi investigada no Caso 17 (**118,00 minutos**).

No Caso 18 (**100,87 minutos**), à semelhança do Caso 14, todos os fatores que contribuem para a redução do índice de severidade foram considerados, ou seja: monitoração dos carregamentos pela potência aparente sobre o limite de emergência com a inclusão do redespacho de potência ativa à lista de medidas corretivas. Este resultado espelharia um nível de risco de alta credibilidade, dado que engloba contingências múltiplas e amplo espectro de recursos do sistema. É interessante notar que este risco é $100,87/19,79 = 5,1$ vezes superior ao risco do Caso 14, obtido exclusivamente com enumeração simples.

Tabela 4.34 – Variabilidade na Representação das Incertezas (Caso 15 – SIN) – Monte Carlo

CASO 15 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
184,25 (4,749)	29,06 (5,199)	20.3139,67 (4,748)	439,77 (8,845)	5,78 (0,587)	23,18 (4,750)	2.546,15 (5,199)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	23.151	19.384	6.729	494	(*)

(*) valor abaixo de 0,01%

Tempo de processamento não dedicado: 8h 41min

Tabela 4.35 – Variabilidade das Medidas Corretivas (Caso 16 – SIN) – Monte Carlo

CASO 16 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
104,30 (2,688)	23,96 (4,286)	114.995,00 (2,688)	187,24 (3,766)	11,20 (1,137)	13,12 (2,689)	2.098,96 (4,286)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	10.826	8.586	2.594	0	0,00

Tempo de processamento não dedicado: 1h 50min

Tabela 4.36 – Variabilidade da Monitoração de Violações (Caso 17 – SIN) – Monte Carlo

CASO 17 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
118,00 (3,041)	23,88 (4,272)	130.095,03 (3,041)	179,52 (3,611)	11,65 (1,183)	14,85 (3,043)	2.092,01 (4,272)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	10.393	8.203	2.482	272	(*)

(*) valor abaixo de 0,01%

Tempo de processamento não dedicado: 4h 34min

Tabela 4.37 – Variabilidades Diversas (Caso 18 – SIN) – Monte Carlo

CASO 18 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
100,87 (2,600)	22,49 (4,023)	111.202,61 (2,599)	170,44 (3,428)	11,56 (1,174)	12,69 (2,600)	1.970,30 (4,023)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	11.324	8.997	2.547	0	0,00

Tempo de processamento não dedicado: 2h 18min

4.3.8 – Variabilidade da Seleção da Barra de Referência

Sabe-se que a usina Ilha Solteira é costumeiramente adotada como barra de referência do SIN nas análises de fluxo de potência. No entanto, quando as simulações de contingências em certas áreas encontram problemas de convergência, outras barras podem ser definidas como referência. Nesses casos, esta escolha influenciará a solução a ser encontrada pelo algoritmo de otimização e a caracterização dos pontos de operação do sistema.

Desta forma, objetivando quantificar o impacto da mudança da barra de referência, as usinas Itaipu e Paulo Afonso foram escolhidas para a investigação. Conforme verificado no Caso 19 (**29,02 minutos**), constatou-se que a definição da usina Itaipu como barra de referência do sistema ocasionou redução na severidade do sistema. Por outro lado, a consideração da usina Paulo Afonso agravou a severidade do SIN, vide Caso 20 (**41,45 minutos**).

Este interessante resultado novamente mostra, de forma muito convincente, que qualquer tipo de análise probabilística de confiabilidade tem um caráter essencialmente relativo e deve sempre vir acompanhado do respectivo conjunto completo de premissas que o embasam.

Tabela 4.38 – Variabilidade da Seleção da Barra de Referência (Caso 19 – SIN)

CASO 19 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
29,02 (0,748)	5,49 (0,982)	32.001,10 (0,748)	50,29 (1,011)	9,56 (0,971)	3,65 (0,748)	481,27 (0,983)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
19,21	50,92	1.716	1.697	294	1	0,02

Tempo de processamento não dedicado: 15 min 55s

Tabela 4.39 – Variabilidade da Seleção da Barra de Referência (Caso 20 – SIN)

CASO 20 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
41,45 (1,068)	5,63 (1,007)	45.705,09 (1,068)	51,42 (1,034)	9,59 (0,974)	5,21 (1,068)	493,25 (1,007)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
19,21	50,58	1.707	1.688	296	10	0,36

Tempo de processamento não dedicado: 19 min 37s

4.3.9 – Variabilidade da Tolerância

A tolerância associada ao método de enumeração de estados (vide Seção 3.5.1) é responsável por estabelecer a probabilidade mínima de ocorrência de um dado estado operativo para posterior verificação da adequação, ou seja, um estado será descartado caso a probabilidade associada seja inferior à tolerância especificada. Tratando-se da Simulação Monte Carlo, a tolerância deste método está relacionada ao coeficiente de variação β dos índices LOLP e EPNS, que não depende do número de sorteios necessários mas do nível de confiabilidade do sistema.

Visando mensurar a diferença que pode ser encontrada através da manipulação destes parâmetros, três valores para a tolerância, associada à probabilidade mínima para consideração do estado operativo na análise, foram avaliados para o método de Enumeração de Estados: 10^{-5} , 10^{-10} e 10^{-20} . Os Casos 21 (**38,71 minutos**), 22 (**38,80 minutos**) e 23 (**38,80 minutos**) correspondem à tolerância citadas, respectivamente. Observa-se que no Caso 21 foram desconsiderados 159 casos na análise e os resultados dos Casos 22 e 23 mantiveram-se idênticos ao caso de referência.

Tabela 4.40 – Variabilidade da Tolerância (Caso 21 – SIN)

CASO 21 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
38,71 (0,998)	5,75 (1,029)	42.688,80 (0,998)	48,46 (0,975)	10,07 (1,022)	4,87 (0,998)	488,45 (0,997)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
19,21	50,49	1.551	1.532	265	7	0,37

Tempo de processamento não dedicado: 20min 57s

Tabela 4.41 – Variabilidade da Tolerância (Caso 22 – SIN)

CASO 22 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
38,80 (1,000)	5,59 (1,000)	42.782,15 (1,000)	49,71 (1,000)	9,84 (1,000)	4,88 (1,000)	489,70 (1,000)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
19,21	50,66	1.706	1.684	294	11	0,37

Tempo de processamento não dedicado: 26 min 30s

Tabela 4.42 – Variabilidade da Tolerância (Caso 23 – SIN)

CASO 23 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
38,80 (1,000)	5,59 (1,000)	42.782,15 (1,000)	49,71 (1,000)	9,84 (0,999)	4,88 (1,000)	489,70 (1,000)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
19,21	50,56	1.706	1.684	294	11	0,37

Tempo de processamento não dedicado: 26min 9s

Os resultados obtidos levam à suposição de que tolerância inferior a 10^{-10} já não é suficiente para uma varredura representativa do espaço de estados.

De forma similar, para a Simulação Monte Carlo Não-Sequencial (vide Seção 3.5.1) foram avaliados três valores para o coeficiente de variação β : 10%, 5% e 2%. Os Casos 24 (**185,60 minutos**), 25 (**179,37 minutos**) e 26 (**191,04 minutos**) correspondem à tolerância citadas, respectivamente. Observa-se que o Caso 25, correspondente ao coeficiente de variação de 5%, apresentou resultado com significativa diferença comparado à análise realizada com base nas premissas recomendadas pelos Procedimentos de Rede (**185,03 minutos**), Caso 13.

Tabela 4.43 – Variabilidade da Tolerância (Caso 24 – SIN) – Monte Carlo

CASO 24 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
185,60 (4,784)	26,60 (4,758)	20.4628,80 (4,783)	197,34 (3,969)	11,81 (1,199)	23,35 (4,785)	2.330,68 (4,758)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	2.304	1.808	613	54	(*)

(*) valor abaixo de 0,01%

Tempo de processamento não dedicado: 49 min

Tabela 4.44 – Variabilidade da Tolerância (Caso 25 – SIN) – Monte Carlo

CASO 25 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
179,37 (4,623)	26,36 (4,716)	197.758,82 (4,622)	202,84 (4,080)	11,38 (1,155)	22,57 (4,625)	2.309,92 (4,715)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	8.620	6.812	2.273	208	(*)

(*) valor abaixo de 0,01%

Tempo de processamento não dedicado: 2h 51min

Tabela 4.45 – Variabilidade da Tolerância (Caso 26 – SIN) – Monte Carlo

CASO 26 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
191,04 (4,924)	26,84 (4,801)	210.625,60 (4,923)	187,41 (3,769)	12,54 (1,273)	24,04 (4,926)	2.351,34 (4,801)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	54.635	43.523	14.665	1.218	(*)

(*) valor abaixo de 0,01%

Tempo de processamento não dedicado: 17h 25min

4.3.10 – Variabilidade da Semente

Quando utiliza-se a técnica de Simulação Monte Carlo nas avaliações de confiabilidade, faz-se necessário fornecer ao aplicativo computacional a semente para inicializar o algoritmo que realizará o sorteio da sequência de números pseudo-aleatórios. Desta forma, o valor inicial fornecido ao gerador de números pseudo-aleatórios influenciará a sequência numérica, ou seja, os resultados só poderão ser reproduzidos em outra simulação caso a semente seja idêntica. Consoante recomendação da referência [O10b], a utilização da semente 1513 corresponde ao resultado apresentado no Caso 13 (**185,03 minutos**).

O mesmo critério de formação da semente 1513, que corresponde ao produto dos números primos 17 e 89, foi utilizado para obtenção das sementes 1079 e 1843: produto dos números primos 13 e 83 e dos números primos 19 e 97, respectivamente. Outro critério para escolha da semente foi selecionar os números primos imediatamente acima e abaixo da semente padrão: 1511 e 1523. Posteriormente, outros sete números foram escolhidos aleatoriamente: 1, 3, 133, 888, 1512, 1653 e 9999.

Foi interessante observar que a escolha da semente 1511 reduziu a severidade do sistema para **173,66 minutos**, vide Caso 27, e a semente 1512 elevou-a para **200,74 minutos**, vide Caso 28. Estes resultados foram os que apresentaram maior variação quando comparados à análise referencial para a Simulação Monte Carlo (Caso 13). As demais sementes investigadas, além de terem ocasionado significativo acréscimo no total de casos simulados, em torno de 5% (ou 1170 casos), também geraram índices com variação acima do coeficiente β de 3%, quando comparados ao valor encontrado para a semente padrão. Vale ressaltar que todos os experimentos foram realizados alterando-se a semente e mantendo-se as demais premissas de simulação.

Sendo assim, as simulações apresentaram os seguintes resultados: Caso 29 (**186,78 minutos**) com a semente 1; Caso 30 (**198,49 minutos**) com a semente 3;

Caso 31 (**179,32 minutos**) com a semente 133; Caso 32 (**187,79 minutos**) com a semente 888; Caso 33 (**180,38 minutos**) com a semente 1079; Caso 34 (**191,24 minutos**) com a semente 1523; Caso 35 (**188,30 minutos**) com a semente 1653; Caso 36 (**189,71 minutos**) com a semente 1843; Caso 37 (**188,56 minutos**) com a semente 9999.

O gráfico da Figura 4.2 compara os índices severidade e LOLP encontrados para cada semente investigada com o valor referencial dos respectivos índices. Observou-se que, apesar de o processo de solução convergir para um coeficiente de variação de 3%, os resultados para a severidade chegaram a variar em até 9% e, com exceção dos valores encontrados para a semente 1653, a LOLP do sistema manteve-se dentro da faixa de variação especificada. Isto mostra que a fixação prévia da semente também é de grande relevância para que os resultados encontrados sejam reproduzíveis e passíveis de posterior comparação.

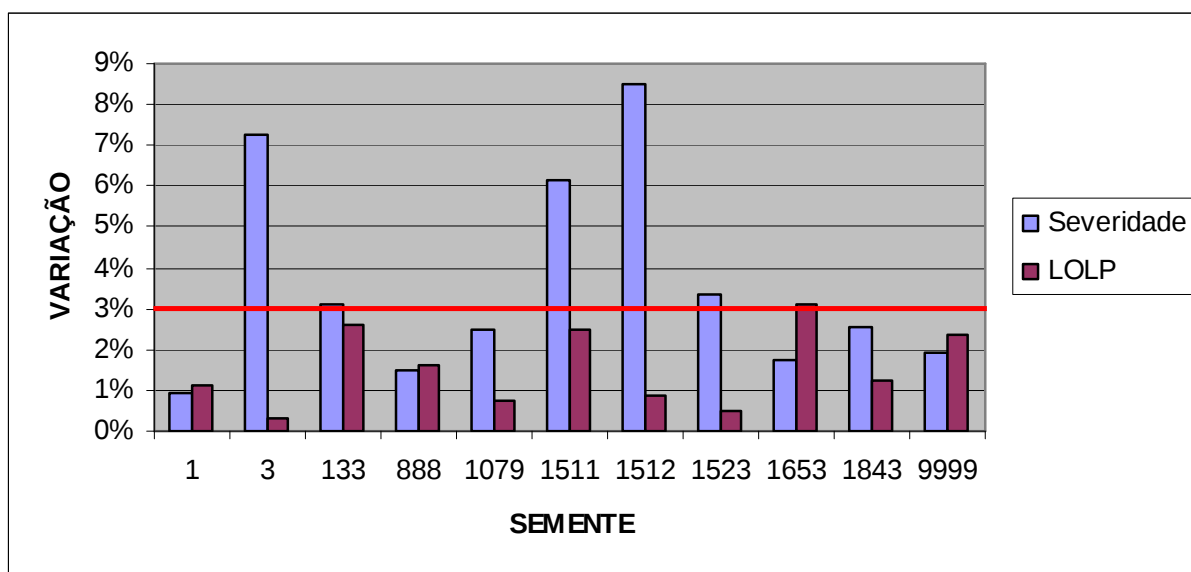


Figura 4.2 – Influência da escolha da semente nos índices Severidade e LOLP

Tabela 4.46 – Variabilidade da Semente (Caso 27 – SIN) – Monte Carlo

CASO 27 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
173,66 (4,476)	26,38 (4,719)	191.469,11 (4,475)	209,07 (4,205)	11,05 (1,122)	21,85 (4,477)	2.310,85 (4,717)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	23.522	18.713	6.205	568	(*)

(*) valor abaixo de 0,01%

Tempo de processamento não dedicado: 7h 11min

Tabela 4.47 – Variabilidade da Semente (Caso 28 – SIN) – Monte Carlo

CASO 28 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
200,74 (5,174)	26,83 (4,800)	221.326,77 (5,173)	203,91 (4,101)	11,52 (1,170)	25,26 (5,176)	2.350,55 (4,799)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	24.731	19.675	6.636	515	(*)

(*) valor abaixo de 0,01%

Tempo de processamento não dedicado: 8h 43min

Tabela 4.48 – Variabilidade da Semente (Caso 29 – SIN) – Monte Carlo

CASO 29 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
186,78 (4,814)	26,76 (4,787)	205.929,78 (4,813)	169,42 (3,407)	13,83 (1,404)	23,50 (4,816)	2.344,54 (4,787)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	24.678	19.698	6.605	553	(*)

(*) valor abaixo de 0,01%

Tempo de processamento não dedicado: 7h 42min

Tabela 4.49 – Variabilidade da Semente (Caso 30 – SIN) – Monte Carlo

CASO 30 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
198,49 (5,116)	27,14 (4,855)	218.839,48 (5,115)	190,74 (3,836)	12,46 (1,265)	24,98 (5,119)	2.378,25 (4,856)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	24.907	19.905	6.762	521	(*)

(*) valor abaixo de 0,01%

Tempo de processamento não dedicado: 6h 39 min

Tabela 4.50 – Variabilidade da Semente (Caso 31 – SIN) – Monte Carlo

CASO 31 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
179,32 (4,622)	26,36 (4,716)	197.710,53 (4,621)	204,37 (4,110)	11,29 (1,416)	22,56 (4,623)	2.309,37 (4,715)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	24.785	19.695	6.534	562	(*)

(*) valor abaixo de 0,01%

Tempo de processamento não dedicado: 8h 1min

Tabela 4.51 – Variabilidade da Semente (Caso 32 – SIN) – Monte Carlo

CASO 32 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
187,79 (4,840)	26,63 (4,764)	207.049,44 (4,840)	193,43 (3,890)	12,06 (1,224)	23,63 (4,842)	2.332,88 (4,762)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	24.524	19.544	6.531	543	(*)

(*) valor abaixo de 0,01%

Tempo de processamento não dedicado: 8h 5min

Tabela 4.52 – Variabilidade da Semente (Caso 33 – SIN) – Monte Carlo

CASO 33 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
180,38 (4,649)	26,86 (4,805)	198.873,28 (4,649)	205,57 (4,135)	11,44 (1,161)	22,70 (4,652)	2.353,63 (4,805)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	22.927	18.339	6.160	510	(*)

(*) valor abaixo de 0,01%

Tempo de processamento não dedicado: 7h 35min

Tabela 4.53 – Variabilidade da Semente (Caso 34 – SIN) – Monte Carlo

CASO 34 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
191,24 (4,929)	26,92 (4,816)	210.847,30 (4,928)	184,75 (3,716)	12,76 (1,295)	24,06 (4,930)	2.358,83 (4,815)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	24.399	19.555	6.570	526	(*)

(*) valor abaixo de 0,01%

Tempo de processamento não dedicado: 7h 0 min

Tabela 4.54 – Variabilidade da Semente (Caso 35 – SIN) – Monte Carlo

CASO 35 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
188,30 (4,853)	26,22 (4,691)	207.606,98 (4,853)	172,71 (3,474)	13,29 (1,349)	23,69 (4,855)	2.297,02 (4,691)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	25.006	19.827	657	519	(*)

(*) valor abaixo de 0,01%

Tempo de processamento não dedicado: 7h 43 min

Tabela 4.55 – Variabilidade da Semente (Caso 36 – SIN) – Monte Carlo

CASO 36 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
189,71 (4,889)	26,72 (4,780)	209.163,75 (4,889)	183,64 (3,693)	12,74 (1,293)	23,87 (4,891)	2.340,77 (4,778)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	24.752	19.705	6.614	535	(*)

(*) valor abaixo de 0,01%

Tempo de processamento não dedicado: 8h 23 min

Tabela 4.56 – Variabilidade da Semente (Caso 37 – SIN) – Monte Carlo

CASO 37 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
188,56 (4,860)	26,42 (4,726)	207.895,36 (4,859)	191,59 (3,853)	12,08 (1,226)	23,73 (4,863)	2.314,88 (4,725)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	25.850	20.583	6.831	569	(*)

(*) valor abaixo de 0,01%

Tempo de processamento não dedicado: 8h 49 min

4.3.11 – Confiabilidade Composta

Visando obter o nível de risco do SIN no que tange à confiabilidade composta, nesta seção são apresentados os resultados provenientes da inclusão das unidades geradoras na formação do espaço de estados. Além disso, a inclusão do sistema de transmissão não pertencente à Rede Básica também será avaliada.

Para a viabilidade da realização destes experimentos, foi de grande valia a utilização do aplicativo computacional PRE-NH2 [O04b] para a montagem dos casos de confiabilidade. Dessa forma, foi possível executar, de forma semi-automática, a

montagem das diversas listas de contingências com as respectivas taxas de falha dos equipamentos em análise de acordo com o critério desejado.

Inicialmente, o método de enumeração de estados foi empregado. Em seguida, a simulação Monte Carlo Não-Sequencial foi utilizada para a seleção dos estados operativos.

O Caso 38 (**0,79 minutos**), que corresponde à confiabilidade composta da Rede Básica, reflete o nível de risco do sistema quando o parque gerador é agregado ao espaço de estados. Enfatiza-se que o padrão para referência comparativa em pu permanece sendo o Caso 1 na Tabela 4.17.

É interessante notar que a agregação de mais incertezas, devidas ao parque gerador, reduz a probabilidade da rede completa para apenas 0,25% e a enumeração simples atinge apenas 1,80% do espaço probabilístico. Neste caso foram aplicadas contingências simples na geração e na transmissão da rede básica.

O Caso 39 (**0,06 minutos**), que corresponde à confiabilidade composta de todo o sistema de transmissão brasileiro, ou seja, a Rede Básica e a Rede não Básica, reflete o nível de risco de todo o sistema quando o parque gerador é agregado ao espaço de estados. Neste caso, foram aplicadas contingências simples nas redes Básica e não Básica bem como no parque gerador.

A influência da exclusão das unidades geradoras da lista de contingências, mas mantendo-as no espaço de estados, foi testada através do Caso 40 (**2,94 minutos**). Assim, neste Caso 40, o espaço de estados tentativamente englobaria o parque gerador, a Rede Básica e a Rede não Básica. Entretanto as contingências simples foram aplicadas tão somente na transmissão (Rede Básica + Rede não Básica). Observou-se, porém, que o programa não foi capaz de manter o efeito das incertezas na geração quando não ocorrem contingências na mesma. Isso foi evidenciado porque a probabilidade da rede completa do Caso 40 (0,68%) foi

superior à probabilidade da rede completa do Caso 39 (0,01%). Esse fato foi comprovado pelos resultados do Caso 42, que são idênticos aos do Caso 40.

Como pode ser observado pela percentagem do espaço de estados analisada, a abrangência do método de enumeração de estados é muito pequena, valor este influenciado pelas altas taxas de falha das unidades geradoras quando comparadas às taxas das linhas de transmissão.

Tabela 4.57 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 38 – SIN)

CASO 38 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
0,79 (0,020)	1,24 (0,222)	879,27 (0,021)	7,74 (0,156)	13,99 (1,420)	0,10 (0,020)	108,25 (0,221)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
0,25	1,80	2.375	2.333	2.047	14	0,0056

Tempo de processamento não dedicado: 33min 54s

Tabela 4.58 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 39 – SIN)

CASO 39 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
0,06 (0,002)	0,09 (0,016)	60,91 (0,001)	3,06 (0,062)	2,69 (0,273)	0,01 (0,002)	8,23 (0,017)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
0,01	0,13	5.244	5.120	4.567	34	0,0005

Tempo de processamento não dedicado: 1h 21min

Tabela 4.59 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 40 – SIN)

CASO 40 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
2,94 (0,076)	2,95 (0,528)	3.244,28 (0,076)	162,77 (3,274)	1,59 (0,161)	0,37 (0,076)	258,60 (0,528)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
0,68	4,08	4.745	4.621	4.148	34	0,03

Tempo de processamento não dedicado: 56min 47s

Finalmente, o Caso 41 (**310,87 minutos**) reflete a inclusão do parque gerador na análise referencial de risco via simulação Monte Carlo Não-Sequencial. Reitera-se que a incerteza da malha de transmissão foi representada somente na Rede Básica. Como pode ser observado, a severidade encontrada foi 68% superior à análise realizada considerando incertezas somente na malha de transmissão da Rede Básica, vide Caso 13 (**185,03 minutos**).

Tabela 4.60 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 41 – SIN) – Monte Carlo

CASO 41 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
310,87 (8,012)	67,95 (12,156)	342.781,88 (8,012)	20,31 (0,408)	292,98 (29,744)	39,13 (8,018)	5.953,16 (12,157)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
-	-	47.760	47.273	32.457	982	(*)

(*) valor abaixo de 0,01%

Tempo de processamento não dedicado: 35h 26min

4.3.12 – Investigações Adicionais

Com o auxílio do aplicativo computacional PRE-NH2 [O04b], foi possível alterar o espaço de estados para a realização de novas investigações, com a inclusão da Rede não Básica.

O Caso 42 (**2,94 minutos**) corresponde à enumeração das contingências simples de toda a malha de transmissão, ou seja, a Rede Básica e a Rede não Básica sem a modelagem de incertezas do parque gerador. Já o Caso 43 (**6,44 minutos**) reflete a representação de incertezas somente na Rede não Básica. Neste caso é interessante observar a redução da severidade, porém o aumento expressivo da LOLF.

Tabela 4.61 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 42 – SIN)

CASO 42 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
2,94 (0,076)	2,95 (0,528)	3.244,28 (0,076)	162,78 (3,274)	1,59 (0,161)	0,37 (0,076)	258,60 (0,528)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
0,68	4,08	4.745	4.621	4.148	34	0,03

Tempo de processamento não dedicado: 58min 8s

Tabela 4.62 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 43 – SIN)

CASO 43 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
6,44 (0,166)	13,25 (2,370)	7.099,01 (0,166)	1.057,75 (21,274)	1,10 (0,112)	0,81 (0,166)	1.160,78 (2,370)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
4,88	19,63	2.869	2.787	2.520	20	0,09

Tempo de processamento não dedicado: 29min 53s

No Caso 44 (**5,72 minutos**) foram modeladas as incertezas do parque gerador e da Rede Básica. Foram aplicadas contingências simples e duplas de todo o parque gerador, toda a Rede Básica e contingências compostas geração/transmissão. O tempo de simulação dedicado atingiu aproximadamente 25 dias.

Tabela 4.63 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 44 – SIN)

CASO 44 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)
5,72 (0,147)	4,63 (0,828)	6.303,00 (0,147)	11,29 (0,227)	35,90 (3,645)	0,72 (0,148)	405,18 (0,827)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
0,25	6,45	2.820.786	2.814.784	2.366.468	34.069	0,042

Tempo de processamento dedicado

Início: 15h 33min de 03/01/2011

Término: 06h 58 min de 28/01/2011

O Caso 45 (**0,29 minutos**) representou a modelagem das incertezas apenas do parque gerador, ou seja, toda a malha elétrica foi tratada deterministicamente. Foram aplicadas apenas contingências simples nos geradores. Os modos de falha disjuntos, ou seja, os denominados índices de problemas no sistema (i.e.

imediatamente anteriores à aplicação de qualquer medida corretiva) são mostrados na Tabela 4.64-1.

Tabela 4.64 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 45 – SIN)

CASO 45 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h)
0,29 (0,007)	5,92 (1,059)	315,00 (0,007)	16,5 (0,332)	31,5 (3,198)	0,04 (0,008)	518,60 (1,059)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
1,81	9,31	499	499	419	0	0,00

Tempo de processamento não dedicado: 7min 54s

Tabela 4.64-1 – índices de Problemas Pré-Medidas Corretivas (Caso 45 – SIN)

Modo de Falha	Nº de casos	Participação (%)
Ilhamento	0	-
Fluxo	0	
Tensão	484	89,48
Fluxo + Ilhamento	0	
Tensão + Ilhamento	0	
Tensão + Fluxo	15	10,52
Fluxo + Tensão + Ilhamento	0	
Total	499	100

Conclui-se, então, que a saída de geradores causa fundamentalmente violações de tensão, passíveis de eliminação com pequenos cortes de carga.

O Caso 46 (**2,60 minutos**) é similar ao caso precedente 45 porém com contingências duplas e simples apenas no parque gerador. Como era de se esperar, ocorre um substancial aumento na severidade. O modo de falha preponderante pré-medidas corretivas continua sendo a violação de tensão.

Tabela 4.65 – Variabilidade do Espaço Probabilístico de Estados (Caso 46 – SIN)

CASO 46 – SIN						
IS (min/ano)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (ano) ⁻¹	LOLD (h)	EPNS (MW)	LOLE (h)
2,60 (0,067)	16,14 (2,887)	2.872,00 (0,067)	20,64 (0,415)	68,49 (6,953)	0,33 (0,068)	1.413,00 (2,885)
Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
					Total	Probab (%)
1,81	24,56	124.750	124.749	99.569	1	(*)

(*) valor abaixo de 0,01%

Tempo de processamento não dedicado: 16h 21min

4.4 – AMPLITUDES ESTATÍSTICAS DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SIN

Com base na ampla coleção de resultados obtidos, pode-se analisar as amplitudes estatísticas de cada um dos índices obtidos para o SIN, sob diferentes premissas.

A amplitude do indicador refere-se à definição do intervalo entre o maior e o menor valor obtido nos experimentos realizados. Esse resultado pode subsidiar o analista quando da realização de um diagnóstico de confiabilidade baseado no valor numérico de um dado índice, obtido sob premissas conhecidas ou ignotas. As amplitudes servem, portanto, como balizadores primitivos, porém úteis como referenciais preliminares, para um dado sistema.

A Figura 4.3 mostra as sete amplitudes obtidas para a configuração do SIN tratada nesta Dissertação. Para cada uma das amplitudes, registram-se os valores máximo e mínimo verificados para cada índice (vide Tabela 5.1), o valor de referência do Caso 1 (vide Tabela 4.17) e o valor encontrado quando da realização das análises via Simulação Monte Carlo Não-Sequencial (Caso 13, vide Tabela 4.32).

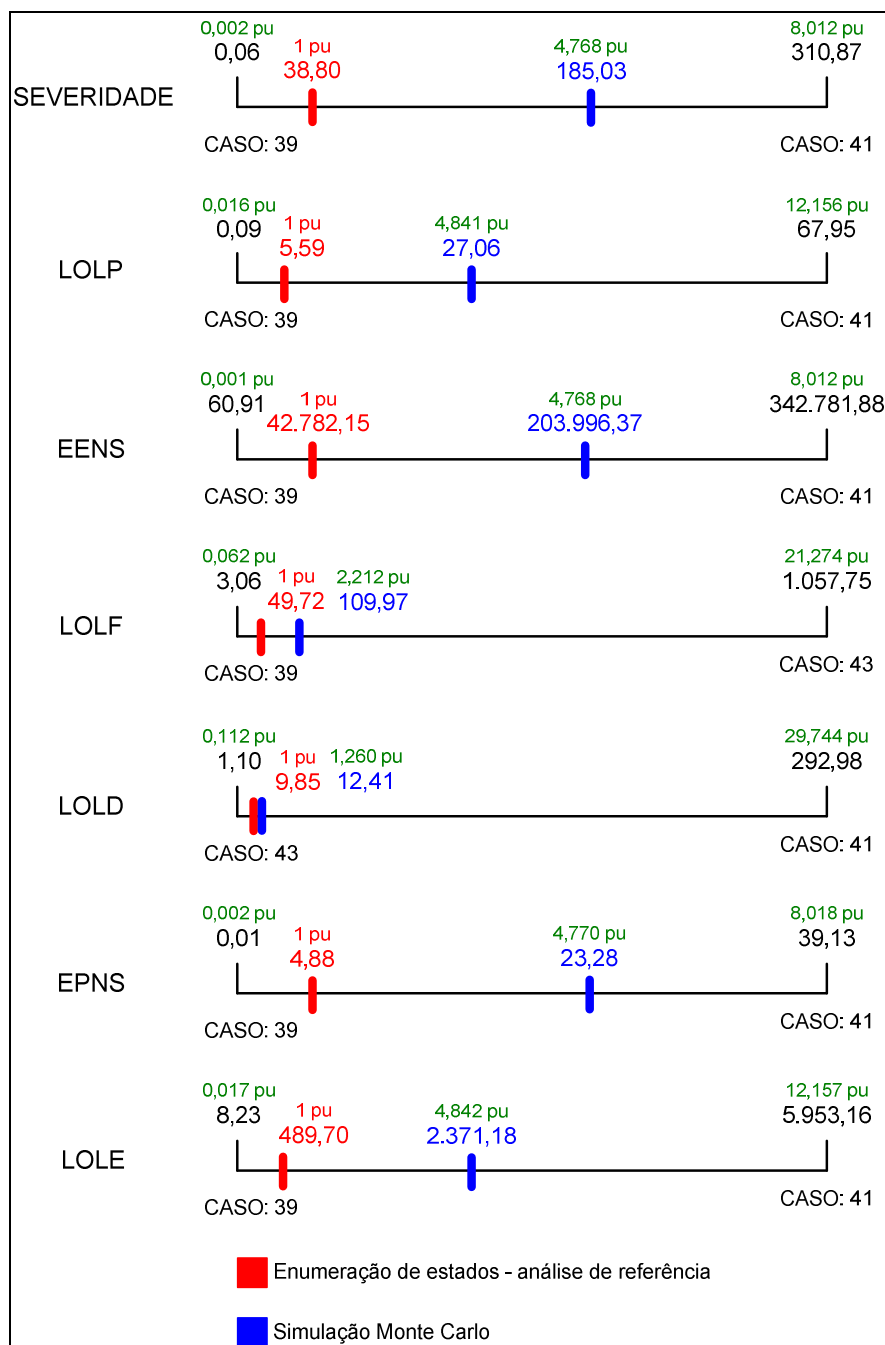


Figura 4.3 – Amplitude estatística dos índices de confiabilidade do SIN

Na Figura 4.3, é interessante observar que:

- Como era de se esperar, o valor inferior de todos os índices (menor risco) foi sempre obtido por enumeração (Casos 39 e 43);
- A simulação mais otimista sob o ponto de vista do risco do sistema representado por todos os índices usados (exceto o LOLD) foi aquela do Caso 39, que correspondeu à confiabilidade composta, por enumeração simples, de todo o sistema elétrico brasileiro, com incertezas modeladas nas redes Básica, não Básica e no parque gerador. Esse fato se justifica pelo efeito cumulativo das incertezas que necessariamente reduz a probabilidade individual de cada estado analisado;
- O valor mais otimista do índice LOLD correspondeu ao Caso 43, obtido por enumeração simples apenas da rede não Básica, com incertezas representadas apenas na rede não Básica;
- Como era de se esperar, o valor superior de quase todos os índices (maior risco) foi sempre obtido (exceto para a LOLF, Caso 43) por Monte Carlo (Caso 41);
- A simulação mais pessimista (e possivelmente mais realista) sob o ponto de vista de todos os índices usados (com exceção da LOLF), foi aquela do Caso 41, onde as incertezas foram representadas apenas na Rede Básica e parque gerador (ou seja, a Rede não Básica foi tratada deterministicamente) e a simulação ocorreu por Monte Carlo. A simulação do Caso 41 ocorreu em aproximadamente 35 horas;
- Curiosamente, por outro lado, a simulação mais pessimista sob o ponto de vista da LOLF, foi a do Caso 43, com representação das incertezas apenas na Rede não Básica e enumeração simples apenas na própria Rede não Básica. Este resultado é relevante quando o enfoque do analista tiver como fulcro a frequência de modos de falha. A surpresa adveio do fato deste resultado não ter sido obtido por simulação Monte Carlo e sim por enumeração; e

- Definindo-se a grandeza "poder discriminador (PD)" de um dado índice de risco como sendo o logaritmo da razão entre o valor superior, expresso em pu, da amplitude estatística do índice, pelo valor inferior, também expresso em pu, da amplitude estatística do índice, tem-se o seguinte escalonamento, decrescente por valor de PD, extraído da Figura 4.3:

$$\text{EPNS: PD} = \log (8,018/0,002) = \log 4009 = 3,60 \approx 4$$

$$\text{EENS: PD} = \log 8012 = 3,90 \approx 4$$

$$\text{SEVERIDADE: } \log 4006 = 3,60 \approx 4$$

$$\text{LOLP: } \log 760 = 2,88 \approx 3$$

$$\text{LOLE: } \log 715 = 2,85 \approx 3$$

$$\text{LOLF: } \log 343 = 2,53 \approx 3$$

$$\text{LOLD: } \log 266 = 2,42 \approx 2$$

Fica então evidente a existência de três classes distintas de índices de confiabilidade quando a adequação probabilística do sistema elétrico brasileiro é avaliada. Estes resultados são inéditos e relevantes para o SIN pois caracterizam nitidamente o grande poder discriminador de uma classe de índices (EPNS, EENS e severidade) que apresentam um PD com aproximadamente 4 ordens de grandeza. Essa característica é muito importante porque permite a detecção e tratamento de alterações topológicas. Em particular, fica evidenciada a grande conveniência do uso da severidade, pois este índice é o que apresenta o menor poder discriminador dentre aqueles desta classe. Fica também evidenciado o baixo poder discriminador do índice LOLD, fato este já facilmente inferido na Figura 4.3.

Na Figura 4.4, para cada uma das amplitudes, registram-se os valores máximo e mínimo verificados para cada índice quando da realização das análises pelo método de enumeração de estados. Nesta figura, é destacado o valor de referência do Caso 1 (vide Tabela 4.17).

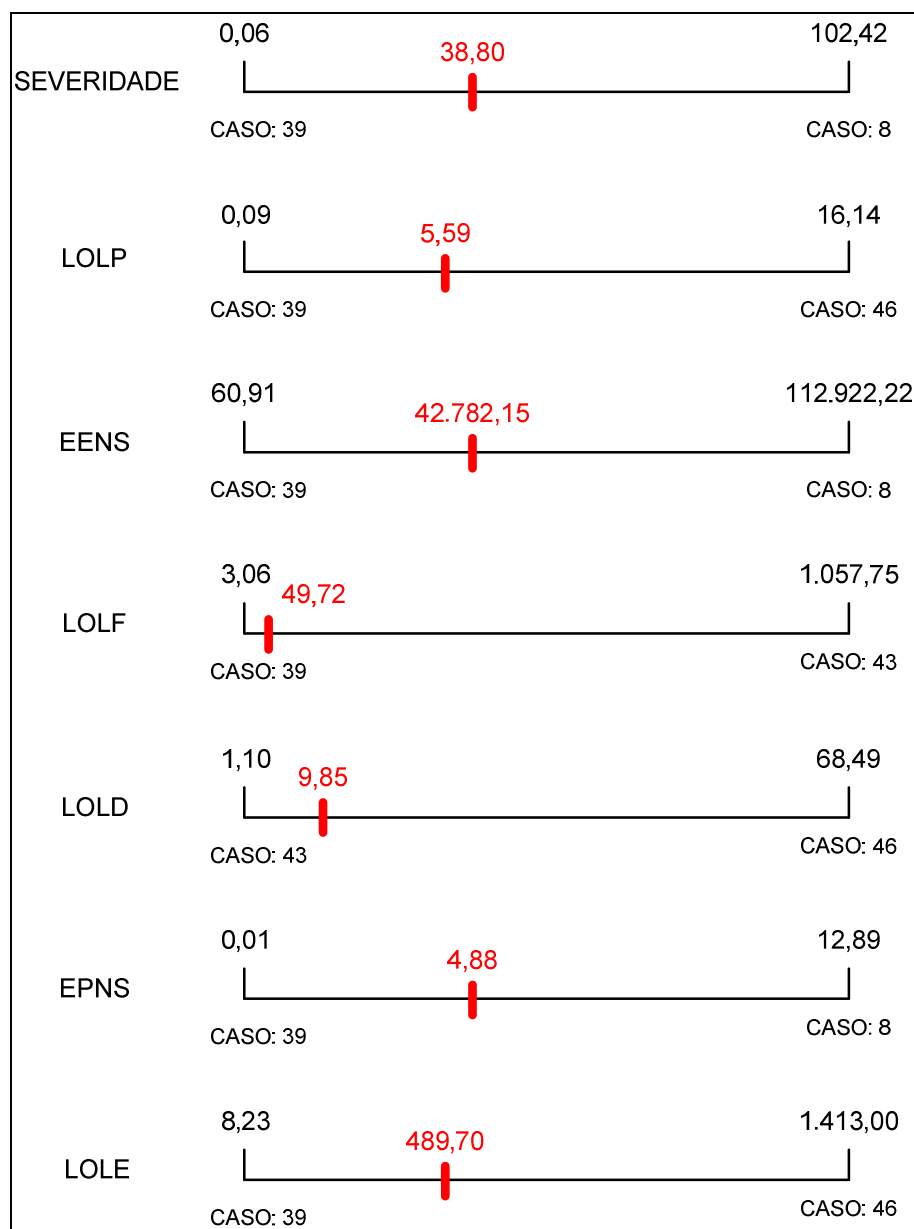


Figura 4.4 – Amplitude estatística dos índices de confiabilidade do SIN (via Enumeração de Estados)

Na Figura 4.4 é interessante notar que:

- As premissas para a obtenção dos casos mais pessimistas de risco por enumeração não são uniformes, ou seja, esse indicativo ocorre nos Casos 8, 46 e 43;
- Curiosamente, os casos mais pessimistas para a LOLP, LOLD e LOLE são oriundos do Caso 46, onde são simuladas apenas a enumeração de contingências simples e duplas tão-somente do parque gerador;
- Já para os indicadores severidade, EENS e EPNS, os maiores riscos mensurados ocorreram via enumeração simples apenas da Rede Básica, obtidos pelo Caso 8 (quando nenhuma medida corretiva foi permitida). Este resultado é de grande valia, pois respalda o procedimento padrão adotado no ONS, dado que permite a geração de uma estimativa pessimista a partir das hipóteses adotadas, passíveis de implementação prática num tempo de simulação razoável. A geração de resultados sabidamente pessimistas gera uma maior aceitabilidade desse tipo de análise no ambiente gerencial das empresas, pois embute uma sensação de segurança para os gestores; e
- O valor mais pessimista oriundo da enumeração para o índice LOLF ocorreu no Caso 43, onde as incertezas e contingências foram modeladas e simuladas apenas para a Rede não Básica. Este fato pode ser explicado dada a natureza radial e a acentuada ausência de recursos para medidas corretivas neste parte do sistema. Cumpre aqui observar que as alterações de configuração topológica não foram modeladas, o que seguramente contribuiu para este resultado.

Na Figura 4.5, para cada uma das amplitudes, registram-se os valores máximo e mínimo verificados para cada índice quando da realização das análises pelo método de Simulação Monte Carlo Não-Sequencial. Nesta figura, é destacado o valor de encontrado no Caso 13 (vide Tabela 4.32).

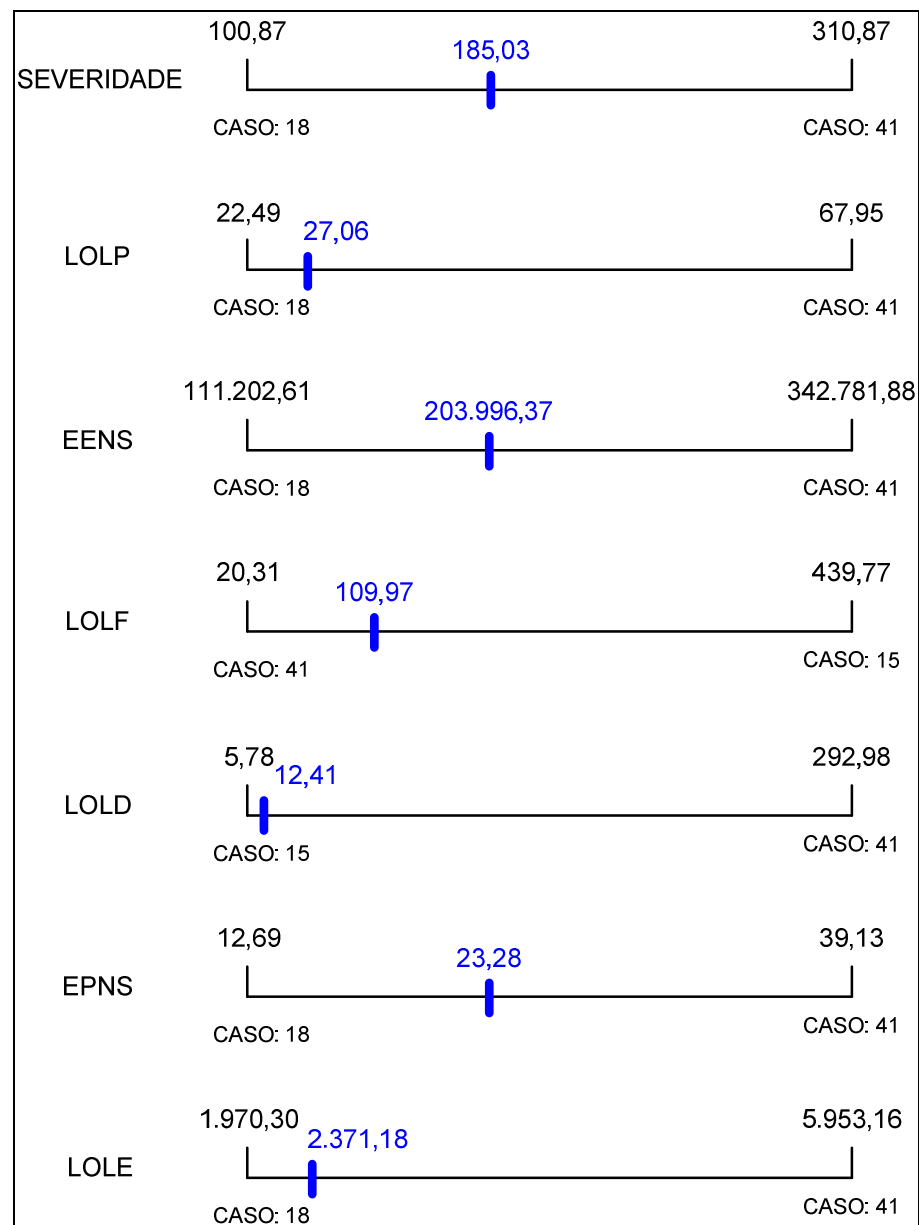


Figura 4.5 – Amplitude estatística dos índices de confiabilidade do SIN (via Simulação Monte Carlo Não-Sequencial)

Finalmente, na Figura 4.5 pode-se ponderar que:

A situação mais pessimista para o indicador LOLF simulado por Monte Carlo, ocorreu no Caso 15, com incertezas representadas apenas na Rede Básica e comprimentos de linhas estimados com base nas reatâncias médias típicas de linhas de transmissão.

4.5 – SUMÁRIO

Este capítulo apresentou os resultados oriundos da investigação proposta nesta Dissertação. Observou-se que as variações encontradas não apenas no índice de severidade, como nos demais, justificam a necessidade imperativa de condicionamento prévio das diretrizes de simulação para que diferentes analistas obtenham os mesmos resultados e que estes possuam o mesmo significado.

As variações nas diretrizes de simulação adotadas no processo de enumeração de estados, com exceção das contingências múltiplas, não influenciaram o montante de casos a serem analisados, dado que esta técnica trabalha com uma quantidade definida de contingências. No entanto, os valores encontrados para os índices de confiabilidades foram afetados em razão da mudança das probabilidades associadas aos estados operativos, das ações de controle admitidas no algoritmo de fluxo de potência ótimo e pela monitoração das grandezas de interesse.

Já para a Simulação Monte Carlo, dado que a quantidade dos casos a serem analisados, para atender à tolerância relativa especificada, depende diretamente da confiabilidade do sistema, as probabilidades associadas aos estados operativos, as ações de controle admitidas no algoritmo de fluxo de potência ótimo e a monitoração das grandezas de interesse também repercutem no cálculo da estimativa do valor esperado para cada índice de confiabilidade.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES

Apesar de todo o desenvolvimento teórico e computacional obtido nas últimas décadas, a análise probabilística de confiabilidade ainda não é largamente utilizada nas empresas no Brasil. A razão para esta dificuldade está relacionada à barreira existente para lidar com níveis de risco calculados nos ambientes de planejamento da expansão e operação do sistema de transmissão.

Ressalta-se que a importância da análise probabilística de confiabilidade está na possibilidade de se prever, com base no histórico do desempenho dos equipamentos, o comportamento futuro do sistema. Desta forma, não é intenção diminuir a importância da análise determinística como critério de desempenho do sistema elétrico, porém espera-se que o conceito de risco seja levado em consideração como indicador numérico para a tomada de decisões.

Com base na probabilidade dos eventos, seria possível priorizar reforços ou ampliações para uma região específica que estivesse mais vulnerável ao corte de carga, ou até mesmo atender alguma contingência múltipla que tenha elevada probabilidade de ocorrência.

Visando dar continuidade à disseminação da avaliação probabilística de confiabilidade, esta Dissertação buscou explorar, dentro das possibilidades oferecidas pelo programa NH2, um dos aplicativos usados pelo setor elétrico brasileiro, a variabilidade numérica à qual os índices de confiabilidade estão sujeitos. Para isso, investigou-se a influência da modelagem da rede elétrica, das técnicas de seleção de estados, das grandezas de interesse a serem monitoradas, e do algoritmo para solução ótima do fluxo de potência. Para esta investigação, utilizou-se

um sistema-teste com 107 barras, com dados e configuração oriundos do Sistema Interligado Nacional, e o próprio Sistema Interligado Nacional.

Os resultados apresentados neste trabalho confirmam que em função das premissas de modelagem, da representação das incertezas e das ferramentas de análise, os índices de confiabilidade têm sua magnitude fortemente influenciada. Com base nos experimentos realizados, as principais conclusões obtidas foram as seguintes:

- A análise pelo método de Enumeração de Estados, ou enumeração simples da transmissão, é de grande valia para verificação da adequação do sistema ao critério determinístico “N-1” pois permite quantificar a participação das contingências simples nos eventuais cortes de carga. No entanto, o valor mais realista da confiabilidade do sistema só poderá ser obtido através da Simulação Monte Carlo Não-Sequencial, dado que esta técnica de seleção de estados por amostragem leva em consideração a possibilidade da ocorrência de contingências múltiplas. A diferença encontrada nos resultados da enumeração e da simulação Monte Carlo refere-se à contribuição proveniente das contingências múltiplas, passíveis de representação via Monte Carlo.
- A metodologia proposta para estimação do comprimento das linhas de transmissão pelos Procedimentos de Rede, para posterior cálculo das taxas de falha, mostra-se mais conservadora quando comparada à metodologia pela reatância média por nível de tensão. A análise por Enumeração de Estados mostrou-se mais sensível à variação dos parâmetros estocásticos.
- O monitoramento do carregamento nas linhas de transmissão e transformadores em MVA sobre o limite em emergência é de suma importância pois permitirá que o sistema elétrico seja avaliado de forma idêntica à monitoração realizada nos estudos tradicionais de fluxo de potência. Ou seja, o corte de carga, que refletirá no índice de severidade, corresponderá às mesmas violações de carregamento ou tensão para ambos estudos.

- A inclusão do redespacho de potência ativa à lista de medidas corretivas do algoritmo de otimização acarretou significativa redução no índice de severidade do sistema. No entanto, como esta prática operativa poderá não ser passível de adoção na operação do sistema, o monitoramento de carregamento em MVA sobre o limite em emergência mostrou-se um importante recurso a ser utilizado pois apresentou resultados muito próximos. Já a combinação destas premissas não acarretou significativa diferença nos resultados, indicando que as respectivas práticas mostram-se equivalentes.
- Os resultados obtidos com a variabilidade da barra de referência e sementes foram muito significativas, reforçando a tese que advoga a necessidade de fixação prévia de todas as premissas de qualquer análise probabilística de confiabilidade.
- Foi realizada uma simulação inédita, representada pelo Caso 44, com duração aproximada de 25 dias de computação dedicada. Este caso enumerou todas as contingências simples e duplas todo o parque gerador, simples e duplas de toda a Rede Básica e contingências duplas compostas geração/transmissão. Foram operados com sucesso um total de 2 820 726 casos e com insucesso um total de 34 069 casos. Apesar de todo este esforço, a fração analisada do espaço probabilístico de estados abrangeu apenas 6,45 %. A severidade obtida resultou em 5,72 minutos.
- Por outro lado, o Caso 41 considerou o mesmo universo de incertezas do Caso 44, porém com avaliação por Monte Carlo, e tempo de simulação não dedicada de apenas 35 horas. A severidade obtida foi de 310,87 minutos. Este resultado, quando comparado com aquele obtido no Caso 44, sugere a conveniência do uso da simulação Monte Carlo, quando o objetivo do analista enfocar a denominada confiabilidade composta.
- A comparação dos Casos 1 e 43 também respaldou outro resultado já verificado e novamente aqui confirmado, qual seja, para os consumidores finais, sujeitos à

percepção da frequência de interrupções influenciada pela LOLF, o impacto da Rede não Básica é muito mais relevante do que a influência de Rede Básica.

- Um dos resultados mais interessantes dessa Dissertação *configura-se na caracterização inédita das amplitudes estatísticas dos índices de confiabilidade previstos para o SIN* na configuração de Abril 2009, carga pesada. Estes resultados foram consolidados na Figura 4.3.

A partir da experiência obtida no desenvolvimento desta Dissertação, é possível apresentar as seguintes sugestões para trabalhos futuros:

- Inclusão do valor da confiabilidade ou custo de interrupção de energia por classe de consumidor, a nível de barramento, para melhor avaliação de alternativas quanto aos aspectos econômicos relacionados às interrupções no fornecimento de energia.
- Investigação aprofundada do impacto da escolha de diferentes sementes na simulação Monte Carlo Não-Sequencial.
- Investigação do impacto das variabilidades não testadas (e.g., modelagem da manutenção, envelhecimento, etc.).
- Levantamento de novos elencos de amplitudes como subsídios para a futura fixação de critérios probabilísticos realistas.

Finalmente, a Tabela 5.1 apresenta, para conveniência e conforto do leitor, todos os *resultados inéditos* obtidos na investigação de sensibilidade dos índices de confiabilidade para o Sistema Interligado Nacional. Esta tabela cristaliza uma das principais contribuições desta Dissertação, pois aponta as faixas de variação real dos principais índices de confiabilidade utilizados na indústria. Em particular registra-se, pela primeira vez, a faixa de variação real dos níveis de risco do Sistema Elétrico Brasileiro.

Tabela 5.1 – Variabilidade dos Índices de Confiabilidade para o SIN (Abril de 2009, carga pesada, 66,15 GW)

CASO	IS	LOLP	EENS	LOLF	LOLD	EPNS	LOLE	Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
	(min/ano)	(%)	(MWh/ano)	(ano) ⁻¹	(h)	(MW)	(h/ano)						Total	Probab (%)
1	38,80	5,59	42.782,15	49,72	489,7	4,88	9,85	19,22	50,57	1.706	1.684	294	11	0,38
	(1 pu)	(1 pu)	(1 pu)	(1 pu)	(1 pu)	(1 pu)	(1 pu)							
2	25,51	4,41	28.121,61	41,00	9,41	3,21	386,03	15,18	40,05	1.704	1.684	295	13	0,37
	(0,657)	(0,789)	(0,657)	(0,825)	(0,955)	(0,658)	(0,788)							
3	21,15	5,03	23.322,14	46,73	9,42	2,66	440,37	19,22	50,94	1.716	1.698	279	1	0,01
	(0,545)	(0,900)	(0,545)	(0,940)	(0,956)	(0,545)	(0,899)							
4	22,84	5,35	25.178,13	49,45	9,48	2,87	468,61	19,22	50,93	1.716	1.698	297	1	0,02
	(0,589)	(0,957)	(0,589)	(0,995)	(0,962)	(0,588)	(0,957)							
5	24,50	9,87	27.009,37	128,37	6,74	3,08	864,81	19,22	45,69	1.443	1.426	552	274	5,25
	(0,631)	(1,766)	(0,631)	(2,582)	(0,684)	(0,631)	(1,766)							
6	60,48	6,46	66.678,86	60,79	9,32	7,61	566,31	19,22	50,54	1.705	1.687	338	12	0,40
	(1,559)	(1,156)	(1,559)	(1,223)	(0,946)	(1,559)	(1,156)							
7	27,76	6,08	30.607,25	58,55	9,10	3,49	532,94	19,22	50,88	1.714	1.700	339	3	0,07
	(0,715)	(1,088)	(0,715)	(1,178)	(0,924)	(0,715)	(1,088)							
8	102,42	8,62	112.922,26	117,54	6,42	12,89	754,70	19,22	47,94	1.583	1.557	460	134	3,00
	(2,640)	(1,542)	(2,639)	(2,364)	(0,652)	(2,641)	(1,541)							
9	20,36	4,86	22.450,69	45,58	9,34	2,56	425,57	19,22	50,95	1.717	1.695	270	0	0,00
	(0,525)	(0,869)	(0,525)	(0,917)	(0,948)	(0,525)	(0,869)							
10	25,34	4,56	27.939,32	41,36	9,65	3,19	399,05	19,22	50,62	1.709	1.686	241	8	0,33
	(0,653)	(0,816)	(0,653)	(0,832)	(0,980)	(0,654)	(0,815)							
11	26,70	6,03	29.431,59	55,82	9,46	3,36	527,99	19,22	50,32	1.703	1.682	324	14	0,63
	(0,688)	(1,079)	(0,688)	(1,123)	(0,960)	(0,689)	(1,078)							

Tabela 5.1 – Variabilidade dos Índices de Confiabilidade para o SIN (Abril de 2009, carga pesada, 66,15 GW) - continuação

CASO	IS	LOLP	EENS	LOLF	LOLD	EPNS	LOLE	Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
	(min/ano)	(%)	(MWh/ano)	(ano) ⁻¹	(h)	(MW)	(h/ano)						Total	Probab (%)
23	38,80	5,59	42.782,15	49,71	9,84	4,88	489,70	19,21	50,56	1.706	1.684	294	11	0,37
	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(0,999)	(1,000)	(1,000)							
24	185,60	26,60	204.628,80	197,34	11,81	23,35	2330,68	-	-	2.304	1.808	613	54	(*)
	(4,784)	(4,758)	(4,783)	(3,969)	(1,199)	(4,785)	(4,758)							
25	179,37	26,36	197.758,82	202,84	11,38	22,57	2309,92	-	-	8.620	6.812	2.273	208	(*)
	(4,623)	(4,716)	(4,622)	(4,080)	(1,155)	(4,625)	(4,715)							
26	191,04	26,84	210.625,60	187,41	12,54	24,04	2351,34	-	-	54.635	43.523	14.665	1.218	(*)
	(4,924)	(4,801)	(4,923)	(3,769)	(1,273)	(4,926)	(4,801)							
27	173,66	26,38	191.469,11	209,07	11,05	21,85	2310,85	-	-	23.522	18.713	6.205	568	(*)
	(4,476)	(4,719)	(4,475)	(4,205)	(1,122)	(4,477)	(4,717)							
28	200,74	26,83	221.326,77	203,91	11,52	25,26	2350,55	-	-	24.731	19.675	6.636	515	(*)
	(5,174)	(4,800)	(5,173)	(4,101)	(1,170)	(5,176)	(4,799)							
29	186,78	26,76	205.929,78	169,42	13,83	23,50	2344,59	-	-	24.678	19.698	6.605	553	(*)
	(4,814)	(4,787)	(4,813)	(3,407)	(1,404)	(4,816)	(4,787)							
30	198,49	27,14	218.839,48	190,74	12,46	24,98	2378,25	-	-	24.907	19.905	6.762	521	(*)
	(5,116)	(4,855)	(5,115)	(3,836)	(1,265)	(5,119)	(4,856)							
31	179,32	26,36	197.710,53	204,37	11,29	22,56	2309,37	-	-	24.785	19.695	6.534	562	(*)
	(4,622)	(4,716)	(4,621)	(4,110)	(1,416)	(4,623)	(4,715)							
32	187,79	26,63	207.049,44	193,43	12,06	23,63	2332,88	-	-	24.524	19.544	6.531	543	(*)
	(4,840)	(4,764)	(4,840)	(3,890)	(1,224)	(4,842)	(4,762)							
33	180,38	26,86	198.873,28	205,57	11,44	22,70	2353,63	-	-	22..927	18.339	6.160	510	(*)
	(4,649)	(4,805)	(4,649)	(4,135)	(1,161)	(4,652)	(4,805)							

Tabela 5.1 – Variabilidade dos Índices de Confiabilidade para o SIN (Abril de 2009, carga pesada, 66,15 GW) - continuação

CASO	IS	LOLP	EENS	LOLF	LOLD	EPNS	LOLE	Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
	(min/ano)	(%)	(MWh/ano)	(ano) ⁻¹	(h)	(MW)	(h/ano)						Total	Probab (%)
34	191,24	26,92	21.0847,30	184,75	12,76	24,06	2358,83	-	-	24.399	19.555	6.570	526	(*)
	(4,929)	(4,816)	(4,928)	(3,716)	(1,295)	(4,930)	(4,815)							
35	188,30	26,22	207.606,98	172,71	13,29	23,69	2297,02	-	-	25.006	19.827	657	519	(*)
	(4,853)	(4,691)	(4,853)	(3,474)	(1,349)	(4,855)	(4,691)							
36	189,71	26,72	209.163,75	183,64	12,74	23,87	2340,77	-	-	24.752	19.705	6.614	535	(*)
	(4,889)	(4,780)	(4,889)	(3,693)	(1,293)	(4,891)	(4,778)							
37	188,56	26,42	207.895,36	191,59	12,08	23,73	2314,88	-	-	25.850	20.583	6.831	569	(*)
	(4,860)	(4,726)	(4,859)	(3,853)	(1,226)	(4,863)	(4,725)							
38	0,79	1,24	879,27	7,74	13,99	0,10	108,25	0,25	1,79	2.375	2.333	2.047	14	(*)
	(0,020)	(0,222)	(0,021)	(0,156)	(1,420)	(0,020)	(0,221)							
39	0,06	0,09	60,91	3,06	2,69	0,01	8,23	0,01	0,12	5..244	5.120	4.567	34	(*)
	(0,002)	(0,016)	(0,001)	(0,062)	(0,273)	(0,002)	(0,017)							
40	2,94	2,95	3.244,28	162,77	1,59	0,37	258,60	0,68	4,07	4.745	4.621	4.148	34	0,02
	(0,076)	(0,528)	(0,076)	(3,274)	(0,161)	(0,076)	(0,528)							
41	310,87	67,95	342.781,88	20,31	292,98	39,13	5953,16	-	-	47.760	47.273	32.457	982	(*)
	(8,012)	(12,156)	(8,012)	(0,408)	(29,744)	(8,018)	(12,157)							
42	2,94	2,95	3.244,28	162,78	1,59	0,37	258,60	0,68	4,07	4.745	4.621	4.148	34	0,02
	(0,076)	(0,528)	(0,076)	(3,274)	(0,161)	(0,076)	(0,528)							
43	6,44	13,25	7.099,01	1057,75	1,10	0,81	1160,78	4,88	19,62	2.869	2.787	2.520	20	0,09
	(0,166)	(2,370)	(0,166)	(21,274)	(0,112)	(0,166)	(2,370)							
44	5,72	4,63	6.303,00	11,29	35,90	0,72	405,18	0,25	6,45	2.820.786	2.814.784	2.366.468	34.069	0,042
	(0,147)	(0,828)	(0,147)	(0,227)	(3,645)	(0,148)	(0,827)							

Tabela 5.1 – Variabilidade dos Índices de Confiabilidade para o SIN (Abril de 2009, carga pesada, 66,15 GW) - continuação

CASO	IS	LOLP	EENS	LOLF	LOLD	EPNS	LOLE	Rede completa (%)	Fração analisada (%)	Eventos simulados c/ solução	Eventos c/ problemas	Eventos c/ corte	Casos retirados	
	(min)	(%)	(MWh)	(ano) ₁	(h)	(MW)	(h/ano)						Total	Probab (%)
45	0,29	5,92	315,00	16,50	31,50	0,04	518,60	1,81	9,31	499	499	419	0	0,00
	(0,007)	(1,059)	(0,007)	(0,332)	(3,198)	(0,008)	(1,059)							
46	2,60	16,14	2872,00	20,64	68,49	0,33	1413,00	1,81	24,56	124.750	124.749	99.569	1	(*)
	(0,067)	(2,887)	(0,067)	(0,415)	(6,953)	(0,068)	(2,885)							

(*) valor abaixo de 0,01%

* * *

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[A92] A. M. Rei, Metodologias para Estabelecimento de Reserva Operativa de Geração em Sistemas de Potência, Dissertação de M. Sc., Depto de Engenharia Elétrica, PUC/RJ, Rio de Janeiro, Abril, 1992.

[A01] D. S. Arentz, Confiabilidade Nodal em Sistemas de Potência, Dissertação de Mestrado, IC/UFF, Niterói, 2001, disponível: <http://www.ic.uff.br/posgraduacao/lista_dissertacao.php?ano=2001>.

[A07] W. F. Alves, “Proposição de Sistemas-Teste para Análise Computacional de Sistemas de Potência”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense, Instituto de Computação, 2007. Disponível em: <<http://www.sistemas-teste.com.br/downloads/Dissertacao.pdf>>. Acesso em: 8 setembro 2008.

[B05] C. L. T. Borges, “Confiabilidade de sistemas de potência – partes 1 e 2”, EE-COPPE/UFRJ, Setembro 2005.

[C90] J. Coelho, “Confiabilidade de Sistemas de Geração de Grande Porte na Presença de Incertezas nos Dados”, Tese de Doutorado, PUC-Rio, 1990.

[C03] CEPEL, “Introdução à confiabilidade aplicada a sistemas elétricos de potência – Treinamento avançado do programa NH2”, Mai 2003.

[C07] CEPEL, “Sistema Computacional NH2 para Análise Probabilística e Avaliação de Confiabilidade de Sistemas Elétricos – Guia do Usuário Versão 8.1.0”, Dezembro, 2007.

[E07] EPE, Estudos Associados ao Plano Decenal de Energia PDE 2007/2016, Transmissão de Energia Elétrica, Análise dos Índices de Confiabilidade do SIN, 29 de junho de 2007.

[LPC88] A. M. Leite da Silva, F. A. F. Pazo Blanco, J. Coelho, "Discrete Convolution in Generating Reliability Evaluation: LOLE Calculations and Uncertainties Aspects, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 3, No. 4, pp. 1616-1624, Nov. 1988.

[LPS89] A.M. Leite da Silva, M.V.F. Pereira, M. Th. Schilling, "Power System Analysis under Uncertainties – Concepts and Techniques", II Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (SEPOPE), São Paulo, SP, Agosto 1989.

[LCM92] A. M. Leite da Silva, J. Coelho, A. C. G. Melo, "Uncertainty Considerations in Frequency and Duration Analysis for Large Hydrothermal Generating Systems", IEE Proceedings Part C, Vol. 139, No. 3, pp. 277-285, May 1992.

[L05] A. P. Leite, "Modelagem de Fazendas Eólicas para Estudos de Confiabilidade", Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, 2005.

[L07] J. M. Lima, "Uma Análise Minuciosa do Risco Probabilístico do Sistema Elétrico que Atende o Estado do Paraná", Dissertação de Mestrado, UFPR, Curitiba, 2007.

[LSMB10] A. M. Leite da Silva, W. S. Sales, L. A. F. Manso, R. Billinton, "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.

[M83] A. Monticelli, "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", Editora Edgard Blücher, 1983.

- [M85] M. Morozowski Filho, "Sistema CSP, Metodologia de Cálculo de Índices de Confiabilidade", Relatório Técnico ELETROSUL NTC-004/85, 1985.
- [M94] J. C. O. Mello, "Determinação do Valor da Confiabilidade em Sistemas Compostos Geração e Transmissão", Tese de Doutorado PUC/RJ, 1994.
- [MPL94] J. C. O. Melo; M. V. Pereira; A. M. Leite da Silva, "Evaluation of Reliability Worth in Composite System Based on Pseudo-Sequential Monte Carlo Simulation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 3, pp. 1318-1326, August 1994.
- [M99] L. A. F. Manso, "Um Ambiente Para Sistemas de Geração e Transmissão Utilizando o Valor da Confiabilidade", Tese de Doutorado, UNIFEI, 1999.
- [N95] I. C. NASSER, "Confiabilidade de Sistemas Elétricos no Brasil: Soluções e Dificuldades", Revista Energia V.2 N.2, pp 9-21, Copel, Curitiba, Julho, 1995.
- [N11] A. V. Negreiros, "Análise do Risco Probabilístico do Sistema Elétrico da Região Nordeste do Brasil", Dissertação de Mestrado, UFPE, Recife, Maio 2011.
- [O04a] ONS, "Procedimentos e Critérios para Análise de Confiabilidade", RE-ONS-2.1-131/2004 v15.07, Junho 2004.
- [O04b] ONS, "Manual do Usuário do Programa PRE-NH2", versão 3_10i de 10 de Setembro de 2004.
- [O07] ONS, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – Período 2008 a 2010, Volume V, Avaliação da Confiabilidade da Rede Básica, ONS RE.2.1-075/2007, Setembro 2007.

[O08] ONS, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – Período 2009 a 2011, Volume V, Avaliação da Confiabilidade da Rede Básica, ONS RE-2.1-028/2008, Setembro 2008.

[O09] ONS, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – Período 2010 a 2012, Volume IV, Confiabilidade, ONS RE-2.1 041/2009, Junho 2009.

[O10a] ONS, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – Período 2011 a 2013, Volume IV, Análise de Confiabilidade, ONS RE-2.1 047/2010, Agosto 2010.

[O10b] ONS, “Procedimentos de Rede, Submódulo 23.3, Cap. 14 Diretrizes e Critérios para Estudos de Confiabilidade”, Revisão 1.1, Rio de Janeiro, Despacho SRT/ANEEL nº2744/10, de 15 de Setembro de 2010.

[P85] F. A. F. Pazo Blanco, “Avaliação da Confiabilidade da Capacidade de Geração Considerando Incertezas na Indisponibilidade das Unidades Geradoras e na Previsão dos Picos de Carga”, Tese de Mestrado, PUC-Rio, 1985.

[P99] J. M. S. Pinheiro, “Avaliação Computacional da Confiabilidade Pretérita e Preditiva de Sistemas de Energia Elétrica”, Dissertação de Mestrado, UFF, Niterói, 1999.

[P07] R. G. A. Pereira, “Testes de Estimção Paramétrica de Comprimento de Linhas Aéreas e Cabos Subterrâneos”, Projeto Final de Graduação, UFF, Dpto. de Engenharia Elétrica, Julho, 2007.

[R02] L. C. Resende, “Avaliação da Confiabilidade Preventiva de Sistemas de Potência”, Dissertação de Mestrado, UNIFEI, Itajubá, Out 2002.

[S85] M. Th. Schilling (Editor), “Confiabilidade de Sistemas Eletroenergéticos: Bibliografia Disponível no Brasil (1969 – 1985), Revista Brasileira de Engenharia, Caderno de Engenharia Elétrica, Vol.2, nº2, pp. 23 -52, Dezembro, 1985.

[S98] M. A. N. Silveira, “Avaliação do Impacto de Produtores Independentes na Confiabilidade de Sistemas de Geração e Transmissão”, Dissertação de Mestrado, EFEI, Itajubá, 1998.

[S02] N. H. M. Soares, “Risco Probabilístico de Referência do Sistema Elétrico Brasileiro”, Dissertação de Mestrado, UNIFEI, Itajubá, 2002.

[SLSL06] 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.

[SSC08] M. Th. Schilling, J. C. S. Souza, M. B. Coutto Filho, “Power System Probabilistic Reliability Assessment: Current Procedures in Brazil”, IEEE Trans. on PWRS, Vol 23, no 3, pp 868-876, Aug. 2008.

[S09a] M. G. Santos, “Segurança de Sistemas de Potência em Regime Transitório Considerando Incertezas”, Tese de Doutorado, IC/UFF, 2009. Disponível em <http://www.ic.uff.br>.

[S09b] J. A. Sacramento, “Caracterização dos Patamares de Carga do Sistema Elétrico Brasileiro”, Projeto Final de Graduação, UFF, Dpto. de Engenharia Elétrica, Dezembro, 2009.

[T08] A. Y. Takahata, “Segurança de Sistemas de Potência sob Pequenas Perturbações Considerando Incertezas”, Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, 2008. Disponível em <http://www.pee.ufrj.br/teses/index.php>.

[U04] “Procedimentos e Critérios para Análise Computacional de Confiabilidade Preditiva Composta Probabilística de Sistemas Elétricos de Potência de Grande Porte”, Instituto de Computação, Universidade Federal Fluminense, Niterói, Junho 2004.

[V08] F. F. C. Véliz, “Modelagem da Carga para Estudos de Confiabilidade de Sistemas de Geração e Transmissão de Energia Elétrica”, COPPE/UFRJ, Junho, 2008.

* * *

APÊNDICE A

SISTEMA-TESTE BRASILEIRO COM 107 BARRAS

A.1 DADOS DO SISTEMA

Através das tabelas a seguir serão apresentados os principais dados do sistema STB-107 barras [18].

Tabela A.1 – Dados de Barra

Nº	Nome	Tipo	Tensão	Faixa		Pg	Carga		Shunt	Área
				Max	Min		P	Q		
12	LC Barreto	PV	13,8	1,050	0,950	300				1
16	Furnas	PV	13,8	1,050	0,950	800				1
18	Itumbiara	PV	13,8	1,050	0,950	996				1
20	Marimbondo	PV	13,8	1,050	0,950	900				1
21	Manso	PV	13,8	1,050	0,950	140				3
22	M. Moraes	PV	13,8	1,050	0,950	150				1
35	Corumbá	PV	13,8	1,050	0,950	200				1
48	Ibiúna	PV	13,8	1,050	0,950					1
86	Ibiúna	PQ	345	1,070	0,950		66.	1.2		1
100	Marimbondo	PQ	500	1,100	0,950					1
101	Araraquara	PQ	500	1,100	0,950				-200.	1
102	P. Caldas	PQ	500	1,100	0,950				-100.	1
103	Campinas	PQ	500	1,100	0,950					1
104	C. Paulista	PQ	500	1,100	0,950		910.	235.		1
106	Adrianópolis	PQ	500	1,100	0,950				-100.	1
120	P. Caldas	PQ	345	1,070	0,950		180.	90.		1
122	Ibiúna	PQ	500	1,100	0,950		200.	38.		1
123	Campinas	PQ	345	1,070	0,950		450.	175.		1
126	Guarulhos	PQ	345	1,070	0,950		290.	95.		1
131	M. Moraes	PQ	345	1,070	0,950					1
134	L.C. Barreto	PQ	345	1,070	0,950					1

Nº	Nome	Tipo	Tensão	Faixa		Pg	Carga		Shunt	Área
				Max	Min		P	Q		
136	Furnas	PQ	345	1,070	0,950		54.	23.		1
138	Itutinga	PQ	345	1,070	0,950		72.	34.		1
140	Adrianópolis	PQ	345	1,070	0,950		700.	250.		1
210	Itumbiara	PQ	500	1,100	0,950					1
213	Marimbondo	PQ	345	1,070	0,950		93.	39.		1
216	Porto Colômbia	PQ	345	1,070	0,950		53.	25.		1
217	Itumbiara	PQ	345	1,070	0,950		364.	58.		1
218	Bandeirantes	PQ	345	1,070	0,950		600.	200.		1
219	Brasília Sul	PQ	345	1,070	0,950					1
220	Corumbá	PQ	345	1,070	0,950					1
225	Itumbiara	PQ	230	1,070	0,950					1
228	Brasília Sul	PQ	230	1,070	0,950		86.	34.		1
231	Rio Verde	PQ	230	1,070	0,950		89.7	31.9		1
233	Samambaia	PQ	500	1,100	0,950					1
234	Samambaia	PQ	345	1,070	0,950		1000.	350.		1
300	Emborcação	PV	13,8	1,050	0,950	700				1
301	Jaguara	PV	13,8	1,050	0,950	300				1
302	Nova Ponte	PV	13,8	1,050	0,950	400				1
303	São Simão	PV	13,8	1,050	0,950	200				1
305	Volta Grande	PV	13,8	1,050	0,950	300				1
320	Emborcação	PQ	500	1,100	0,950					1
325	Jaguara	PQ	500	1,100	0,950					1
326	Jaguara	PQ	345	1,070	0,950		274.	104.		1
360	Nova Ponte	PQ	500	1,100	0,950					1
370	São Simão	PQ	500	1,100	0,950					1
396	Volta Grande	PQ	345	1,070	0,950					1
500	Água Vermelha	PV	13,8	1,050	0,950	800				1
535	Água Vermelha	PQ	500	1,100	0,950					1
536	Água Vermelha	PQ	440	1,070	0,950		700.	150.		1
800	Gov. B.Munhoz	Vø	13,8	1,050	0,950	1100				2
808	Salto Caxias	PV	13,8	1,050	0,950	1150				2
810	Salto Segredo	PV	13,8	1,050	0,950	1200				2
814	Bateias	PQ	230	1,050	0,950		735.4	191.		2
824	Gov. B.Munhoz	PQ	500	1,090	0,950					2
834	São Mateus	PQ	230	1,0500	0,9500		13.4	4.2		2
839	Cascavel	PQ	230	1,050	0,950					2

Nº	Nome	Tipo	Tensão	Faixa		Pg	Carga		Shunt	Área
				Max	Min		P	Q		
840	Cascavel	PQ	138	1,050	0,950		159.	36.		2
848	Foz do Chopin	PQ	138	1,050	0,950		94.	18.		2
856	Segredo	PQ	500	1,090	0,950					2
895	Bateias	PQ	500	1,090	0,950					2
896	C. Oeste	PQ	500	1,090	0,950					2
897	Salto Caxias	PQ	500	1,090	0,950					2
898	Foz do Chopin	PQ	230	1,050	0,950					2
904	Ita	PV	13,8	1,050	0,950	700				2
915	Machadinho	PV	13,8	1,050	0,950	700				2
919	Salto Osório	PV	13,8	1,050	0,950	700				2
925	Salto Santiago	PV	13,8	1,050	0,950	950				2
933	Areia	PQ	500	1,090	0,950					2
934	Areia	PQ	230	1,050	0,950		237.	59.		2
938	Blumenau	PQ	500	1,090	0,950					2
939	Blumenau	PQ	230	1,050	0,950		1149.	53.06		2
955	Campos Novos	PQ	500	1,090	0,950					2
959	Curitiba	PQ	500	1,090	0,950				100.	2
960	Curitiba	PQ	230	1,050	0,950		844.7	469.1		2
964	Caxias	PQ	500	1,090	0,950					2
965	Caxias	PQ	230	1,050	0,950		755.6	56.24		2
976	Gravataí	PQ	500	1,090	0,950					2
995	Itá	PQ	500	1,090	0,950					2
1015	Joinville	PQ	230	1,050	0,950		70.	2.		2
1030	Machadinho	PQ	500	1,090	0,950					2
1047	Salto Osório	PQ	230	1,050	0,950					2
1060	Salto Santiago	PQ	500	1,090	0,950					2
1210	Gravataí	PQ	230	1,050	0,950		1228.	425.		2
1503	Itajubá	PQ	500	1,100	0,950					1
1504	Itajubá	PQ	138	1,050	0,950		145.	63.		1
2458	Cascavel	PQ	230	1,050	0,950		403.	126.		2
4501	Barra do Peixe	PQ	230	1,070	0,950		31.4	7.1	-45.	3
4521	Itiquira	PQ	230	1,070	0,950					3
4522	Rondonópolis	PQ	230	1,070	0,950				-20.	3
4523	Itiquira	PV	13,8	1,050	0,950	50				3
4530	Coxipó	PV	12	1,050	0,950					3
4532	Coxipó	PQ	230	1,070	0,950					3

Nº	Nome	Tipo	Tensão	Faixa		Pg	Carga		Shunt	Área
				Max	Min		P	Q		
4533	Coxipó	PQ	138	1,050	0,950		75.4	16.1		3
4542	Nobres	PQ	230	1,070	0,950					3
4552	Nova Mutun	PQ	230	1,070	0,950		12.6	1.2	-20.	3
4562	Sorriso	PQ	230	1,070	0,950		23.8	7.4		3
4572	L. Rio Verde	PQ	230	1,070	0,950		18.	6.4		3
4582	Sinop	PQ	230	1,070	0,950		65.5	16.7	30.	3
4592	Manso	PQ	230	1,070	0,950					3
4596	Cuiabá	PV	13,8	1,050	0,950	230				3
4623	Rondonópolis	PQ	138	1,050	0,950		128.2	40.76		3
4703	Cuiabá	PQ	138	1,050	0,950		182.1	29.75		3
4804	Guaporé	PV	13,8	1,050	0,950	50				3
4805	Guaporé	PQ	138	1,050	0,950					3
4807	Jauru	PQ	138	1,050	0,950		128.9	36.3		3
4862	Jauru	PQ	230	1,070	0,950				-30.	3

Coluna	Descrição
Nº	Número de identificação da barra.
Nome	Nome de identificação da barra.
Tipo	Corresponde ao tipo de barra a ser representada no fluxo de potência, onde: Tipo Vθ = Barra de referência ou swing Tipo PV = Barra de tensão regulada ou de geração Tipo PQ = Barra de carga
Tensão	Tensão nominal de operação do circuito, em kV.
Faixa	Faixa de tensão correspondente aos níveis máximos e mínimos de tensão que a barra pode operar em regime permanente, em pu.
Pg	Despacho de potência ativa nos barramentos com usina.
P, Q	Carga ativa e reativa da respectiva barra.
Shunt	Compensação reativa da respectiva barra (reator < 0 e capacitor > 0)
Area	Número de identificação da área elétrica ou subsistema ao qual a barra pertence.

Tabela A.2 – Dados de Linha

De	Para	Nome	Tensão	Circ	R	X	B	CN	CE
100	101	Marimbondo - Araraquara	500	1	0,172	2,720	231,40	1665	2460
100	101	Marimbondo - Araraquara	500	2	0,171	2,700	230,20	1665	2460
100	210	Marimbondo - Itumbiara	500	1	0,209	2,935	254,60	1732	1732
100	535	Marimbondo - A. Vermelha	500	1	0,153	2,400	203,80	1665	1665
101	102	Araraquara - P. Caldas	500	1	0,156	2,460	208,50	1665	1665
101	103	Araraquara - Campinas	500	1	0,152	2,390	202,60	1665	1665
102	1503	P. Caldas - Itajubá	500	1	0,110	1,910	161,85	1665	1665
103	104	Campinas - C. Paulista	500	1	0,196	3,100	264,90	1665	1665
104	1503	C. Paulista - Itajubá	500	1	0,050	0,820	69,36	1665	1665
103	122	Campinas - Ibiúna	500	1	0,105	1,619	136,35	1665	1665
210	370	Itumbiara - São Simão	500	1	0,147	2,320	196,60	1665	1665
210	233	Itumbiara - Samambaia	500	1	0,280	3,990	355,36	2598	2598
233	320	Samambaia - Emborcação	500	1	0,270	3,870	344,03	2598	2598
210	320	Itumbiara - Emborcação	500	1	0,125	1,937	149,96	1948	1948
320	360	Emborcação - Nova Ponte	500	1	0,082	1,256	98,99	2078	2078
325	360	Jaguara - Nova Ponte	500	1	0,100	1,519	119,67	2251	2251
325	370	Jaguara - São Simão	500	1	0,280	4,840	419,50	2205	2205
370	535	S. Simão - Água Vermelha	500	1	0,0931	1,3758	112,30	2205	2205
824	933	Gov.Bento Munhoz - Areia	500	1	0,010	0,124	15,204	2182	2182
824	933	Gov.Bento Munhoz - Areia	500	2	0,010	0,126	15,428	2182	2182
834	934	São Mateus - Areia	230	1	2,444	12,652	21,71	359	359
839	898	Cascavel - F. Chopin	230	1	1,130	6,990	12,617	189	318
839	1047	Cascavel - S. Osório	230	1	1,220	7,690	13,810	189	323
839	2458	Cascavel - Cascavel Oeste	230	1	0,220	1,090	1,8601	319	413
839	2458	Cascavel - Cascavel Oeste	230	2	0,170	1,030	2,0537	356	356
856	933	Segredo - Areia	500	1	0,052	0,654	80,493	2273	2273
856	1060	Segredo - S. Santiago	500	1	0,056	0,697	85,746	2182	2182
122	895	Ibiúna - Bateias	500	1	0,308	3,958	444,84	1299	2252
122	895	Ibiúna - Bateias	500	2	0,308	3,958	444,84	1299	2252
896	897	Cascavel Oeste - S. Caxias	500	1	0,050	0,730	78,060	1637	1637
898	1047	F. Chopin - S. Osório	230	1	0,150	0,890	1,6317	324	324
933	895	Areia - Bateias	500	1	0,200	2,550	312,72	2110	2110
933	955	Areia - Campos Novos	500	1	0,162	2,048	250,17	2110	2110
933	959	Areia - Curitiba	500	1	0,200	2,690	336,40	2182	2182
934	1047	Areia - Salto Osório	230	1	3,045	15,738	27,123	319	319
934	1047	Areia - Salto Osório	230	2	3,041	15,718	27,089	319	319
938	955	Blumenau - C.Novos	500	1	0,2556	2,9224	360,40	2037	2037

De	Para	Nome	Tensão	Circ	R	X	B	CN	CE
938	959	Blumenau - Curitiba	500	1	0,1270	1,603	195,89	1266	1266
955	964	Campos Novos - Caxias	500	1	0,1877	2,3467	287,24	1688	1688
959	895	Curitiba - Bateias	500	1	0,050	0,440	47,580	2110	2110
964	976	Caxias - Gravataí	500	1	0,0733	0,9164	112,17	1688	1688
976	995	Gravataí - Itá	500	1	0,282	3,852	493,70	1688	1688
995	964	Itá - Caxias	500	1	0,1643	3,0339	354,88	2182	2182
995	1030	Itá - Machadinho	500	1	0,073	0,920	112,26	2182	2182
995	1060	Itá - Salto Santiago	500	1	0,172	2,170	265,16	2110	2110
1030	955	Machadinho - C.Novos	500	1	0,047	0,590	71,818	2182	2182
1060	897	S. Santiago - S. Caxias	500	1	0,076	1,171	124,58	2370	2681
939	1015	Blumenau - Joinville	230	1	1,271	6,562	11,305	306	319
939	1015	Blumenau - Joinville	230	2	1,283	6,564	11,522	306	319
1015	960	Joinville - Curitiba	230	1	1,892	9,776	16,845	319	319
1015	960	Joinville - Curitiba	230	2	1,895	9,704	17,029	319	319
960	834	Curitiba - São Mateus	230	1	2,211	1,475	19,687	319	319
126	86	Guarulhos - Ibiúna	345	1	0,109	1,826	51,180	1532	1532
126	86	Guarulhos - Ibiúna	345	2	0,109	1,826	51,180	1532	1532
126	120	Guarulhos - P.Caldas	345	1	0,600	5,950	92,80	598	598
126	120	Guarulhos - P.Caldas	345	2	0,606	6,020	93,80	598	598
134	131	L. C. Barreto - M. Moraes	345	1	0,092	1,010	16,90	717	717
134	396	L. C. Barreto - V. Grande	345	1	0,320	3,509	59,240	699	827
136	120	Furnas - Poços de Caldas	345	1	0,436	4,300	66,60	598	598
136	120	Furnas - Poços de Caldas	345	2	0,436	4,300	66,60	598	598
136	131	Furnas - M. Moraes	345	1	0,348	3,420	52,80	717	717
136	134	Furnas - L. C. Barreto	345	1	0,375	4,130	69,90	598	598
136	138	Furnas - Itutinga	345	1	0,649	6,460	100,80	728	896
136	138	Furnas - Itutinga	345	2	0,558	6,190	105,70	766	896
140	138	Adrianópolis - Itutinga	345	1	0,652	6,500	101,40	728	896
140	138	Adrianópolis - Itutinga	345	2	0,558	6,190	105,70	766	896
213	216	Marimbondo - P. Colômbia	345	1	0,219	2,420	40,70	598	598
216	396	P. Colômbia - V. Grande	345	1	0,129	1,414	23,770	699	827
217	216	Itumbiara - P. Colômbia	345	1	0,565	6,248	106,730	717	717
217	218	Itumbiara - Bandeirantes	345	1	0,507	5,610	95,60	766	766
217	218	Itumbiara - Bandeirantes	345	2	0,507	5,610	95,60	766	766
218	234	Bandeirantes - Samambaia	345	1	0,430	4,799	82,20	639	639
218	234	Bandeirantes - Samambaia	345	2	0,430	4,799	82,20	639	639
219	234	Brasília Sul - Samambaia	345	1	0,035	0,433	7,340	639	639
219	234	Brasília Sul - Samambaia	345	1	0,035	0,433	7,340	639	639

De	Para	Nome	Tensão	Circ	R	X	B	CN	CE
220	217	Corumbá - Itumbiara	345	1	0,226	2,396	43,235	766	766
220	219	Corumbá - Brasília Sul	345	1	0,726	7,704	138,010	766	766
225	231	Itumbiara - Rio Verde	230	1	4,100	19,760	36,080	197	197
225	231	Itumbiara - Rio Verde	230	2	1,270	13,620	49,470	197	197
231	4501	Rio Verde - Barra do Peixe	230	1	4,510	21,690	40,250	197	197
231	4501	Rio Verde - Barra do Peixe	230	2	1,490	16,090	55,400	197	197
326	134	Jaguara - L. C. Barreto	345	1	0,070	0,760	12,287	860	932
326	396	Jaguara - V. Grande	345	1	0,240	2,740	45,470	623	699
106	104	Adrianópolis - C. Paulista	500	1	0,152	2,390	202,70	1665	1665
106	104	Adrianópolis - C. Paulista	500	2	0,152	2,390	203,10	1665	1665
123	120	Campinas - P. Caldas	345	1	0,359	3,945	66,680	598	598
4501	4522	B. Peixe - Rondonópolis	230	1	3,760	20,680	35,660	287	287
4501	4522	B. Peixe - Rondonópolis	230	2	1,640	12,460	61,500	239	239
4522	4521	Rondonópolis - Itiquira	230	1	1,530	7,600	14,250	200	200
4522	4532	Rondonópolis - Coxipó	230	1	3,250	17,920	32,750	287	287
4522	4532	Rondonópolis - Coxipó	230	2	3,250	17,920	32,750	287	287
4532	4542	Coxipó - Nobres	230	1	1,620	9,680	19,150	150	150
4542	4552	Nobres - N. Mutum	230	1	1,830	10,930	18,600	150	150
4552	4572	N. Mutum - Lucas R. Verde	230	1	1,400	8,380	17,00	150	150
4562	4572	Sorriso - Lucas R. Verde	230	1	0,940	5,590	10,644	150	150
4562	4582	Sorriso - Sinop	230	1	1,240	7,380	13,280	150	150
4592	4542	Manso - Nobres	230	1	1,000	6,170	12,600	239	239
4623	4533	Rondonópolis - Coxipó	138	1	17,060	45,500	11,390	100	100
4703	4533	Cuiabá - Coxipó	138	1	0,900	2,310	0,580	100	100
4703	4533	Cuiabá - Coxipó	138	2	0,900	2,310	0,580	100	100
4805	4807	Guaporé - Jauru	138	1	3,089	8,134	2,085	86	86
4805	4807	Guaporé - Jauru	138	2	3,089	8,134	2,085	86	86
4862	4532	Jauru - Coxipó	230	1	2,570	23,680	97,420	556	697
4862	4532	Jauru - Coxipó	230	2	2,570	23,680	97,420	556	697

Coluna	Descrição
De	Número de identificação da barra de origem.
Para	Número de identificação da barra de destino.
Nome	Nome de identificação do circuito.
Tensão	Tensão nominal de operação do circuito, em kV.
Circ	Número de identificação do circuito.
R	Resistência do circuito, em %.

Coluna	Descrição
X	Reatância do circuito, em %.
B	Susceptância shunt total do circuito, em Mvar.
CN	Capacidade de carregamento do circuito em condições normais de operação, em MVA.
CE	Capacidade de carregamento do circuito em condições de emergência, em MVA.

Tabela A.3 – Dados de Transformadores

De	Para	Nome	Nº	RT	Pot	R	X	Tap		Pos	Tp	Cn	Ce
								min	max				
895	814	Bateias	1	500/230	600	0,032	1,146	0,90	1,10	19	V	600	600
895	814	Bateias	2	500/230	600	0,030	1,1651	0,90	1,10	19	V	600	600
800	824	G. B. Munhoz	1	16/500	465	0,000	3,360	0,95	1,05	5	F	465	465
800	824	G. B. Munhoz	2	16/500	465	0,000	3,360	0,95	1,05	5	F	465	465
800	824	G. B. Munhoz	3	16/500	465	0,000	3,360	0,95	1,05	5	F	465	465
800	824	G. B. Munhoz	4	16/500	465	0,000	3,360	0,95	1,05	5	F	465	465
839	840	Cascavel	1	230/138	150	0,000	6,640	0,881	1,136	16	V	150	150
839	840	Cascavel	2	230/138	150	0,000	6,290	0,881	1,136	16	V	150	150
810	856	Salto Segredo	1	13,8/500	333	0,000	4,200	0,95	1,05	5	F	333	333
810	856	Salto Segredo	2	13,8/500	333	0,000	4,200	0,95	1,05	5	F	333	333
810	856	Salto Segredo	3	13,8/500	333	0,000	4,200	0,95	1,05	5	F	333	333
810	856	Salto Segredo	4	13,8/500	333	0,000	4,200	0,95	1,05	5	F	333	333
897	808	Salto Caxias	1	13,8/500	345	0,000	4,080	0,95	1,05	5	F	345	345
897	808	Salto Caxias	2	13,8/500	345	0,000	4,080	0,95	1,05	5	F	345	345
897	808	Salto Caxias	3	13,8/500	345	0,000	4,080	0,95	1,05	5	F	345	345
897	808	Salto Caxias	4	13,8/500	345	0,000	4,080	0,95	1,05	5	F	345	345
898	848	Foz do Chopin	1	230/138	150	0,000	6,360	0,881	1,136	16	V	150	150
933	934	Areia	1	500/230	672	0,031	1,207	0,90	1,10	19	V	672	806
938	939	Blumenau	1	500/230	672	0,031	1,150	0,90	1,10	19	V	672	806
938	939	Blumenau	2	500/230	672	0,032	1,163	0,90	1,10	19	V	672	806
938	939	Blumenau	3	500/230	672	0,000	1,277	0,90	1,10	19	V	672	672
959	960	Curitiba	1	500/230	672	0,032	1,163	0,90	1,10	19	V	672	806
959	960	Curitiba	2	500/230	672	0,031	1,166	0,90	1,10	19	V	672	806
964	965	Caxias	1	500/230	672	0,020	1,211	0,90	1,10	19	V	672	806
964	965	Caxias	2	500/230	672	0,020	1,233	0,90	1,10	19	V	672	806
904	995	Itá	1	16/500	305	0,050	4,615	0,95	1,05	5	F	305	305
904	995	Itá	2	16/500	305	0,050	4,615	0,95	1,05	5	F	305	305
904	995	Itá	3	16/500	305	0,050	4,615	0,95	1,05	5	F	305	305
904	995	Itá	4	16/500	305	0,050	4,615	0,95	1,05	5	F	305	305
904	995	Itá	5	16/500	305	0,050	4,615	0,95	1,05	5	F	305	305
915	1030	Machadinho	1	16/500	420	0,000	4,131	0,95	1,05	5	F	420	420
915	1030	Machadinho	2	16/500	420	0,000	4,131	0,95	1,05	5	F	420	420
915	1030	Machadinho	3	16/500	420	0,000	4,131	0,95	1,05	5	F	420	420
919	1047	Salto Osório	1	13,8/230	196	0,080	6,809	0,95	1,05	5	F	196	196
919	1047	Salto Osório	2	13,8/230	196	0,080	6,809	0,95	1,05	5	F	196	196

De	Para	Nome	Nº	RT	Pot	R	X	Tap		Pos	Tp	Cn	Ce
								min	max				
919	1047	Salto Osório	3	13,8/230	196	0,080	6,809	0,95	1,05	5	F	196	196
919	1047	Salto Osório	4	13,8/230	196	0,080	6,809	0,95	1,05	5	F	196	196
925	1060	S. Santiago	1	19/500	415	0,040	4,545	0,95	1,05	5	F	415	415
925	1060	S. Santiago	2	19/500	415	0,040	4,545	0,95	1,05	5	F	415	415
925	1060	S. Santiago	3	19/500	415	0,040	4,545	0,95	1,05	5	F	415	415
925	1060	S. Santiago	4	19/500	415	0,040	4,545	0,95	1,05	5	F	415	415
976	1210	Gravataí	1	500/230	672	0,030	1,219	0,90	1,10	19	V	672	806
976	1210	Gravataí	2	500/230	672	0,039	1,138	0,90	1,10	19	V	672	806
976	1210	Gravataí	3	500/230	672	0,036	1,217	0,90	1,10	19	V	672	806
896	2458	Cascavel Oeste	1	500/230	600	0,000	1,270	0,90	1,10	19	V	600	600
103	123	Campinas	1	500/345	560	0,000	2,419	0,95	1,11	17	F	560	560
102	120	P. de Caldas	1	500/345	560	0,000	2,403	0,95	1,11	17	F	560	560
1503	1504	Itajubá	1	500/138	300	0,000	5,200	0,95	1,10	13	V	300	300
100	213	Marimbondo	1	500/345	560	0,000	2,357	0,95	1,11	17	F	560	560
325	326	Jaguara	1	500/345	400	0,000	2,160	0,95	1,11	17	F	400	483
325	326	Jaguara	2	500/345	400	0,000	2,160	0,95	1,11	17	F	400	483
210	217	Itumbiara	1	500/345	560	0,000	1,720	0,95	1,11	17	F	560	560
210	217	Itumbiara	2	500/345	560	0,000	1,720	0,95	1,11	17	F	560	560
233	234	Samambaia	1	500/345	1050	0,000	1,113	0,95	1,11	17	F	1050	1050
233	234	Samambaia	2	500/345	1050	0,000	1,000	0,95	1,11	17	F	1050	1050
20	100	Marimbondo	1	13,8/500	190	0,000	6,320	1,00	1,10	5	F	190	190
20	100	Marimbondo	2	13,8/500	190	0,000	6,320	1,00	1,10	5	F	190	190
20	100	Marimbondo	3	13,8/500	190	0,000	6,320	1,00	1,10	5	F	190	190
20	100	Marimbondo	4	13,8/500	190	0,000	6,320	1,00	1,10	5	F	190	190
20	100	Marimbondo	5	13,8/500	190	0,000	6,320	1,00	1,10	5	F	190	190
20	100	Marimbondo	6	13,8/500	190	0,000	6,320	1,00	1,10	5	F	190	190
20	100	Marimbondo	7	13,8/500	190	0,000	6,320	1,00	1,10	5	F	190	190
20	100	Marimbondo	8	13,8/500	190	0,000	6,320	1,00	1,10	5	F	190	190
18	210	Itumbiara	1	13,8/500	400	0,000	4,000	1,00	1,10	5	F	400	400
18	210	Itumbiara	2	13,8/500	400	0,000	4,000	1,00	1,10	5	F	400	400
18	210	Itumbiara	3	13,8/500	400	0,000	4,000	1,00	1,10	5	F	400	400
18	210	Itumbiara	4	13,8/500	400	0,000	4,000	1,00	1,10	5	F	400	400
18	210	Itumbiara	5	13,8/500	400	0,000	4,000	1,00	1,10	5	F	400	400
18	210	Itumbiara	6	13,8/500	400	0,000	4,000	1,00	1,10	5	F	400	400
48	86	Ibiúna	1	13,8/500	350	0,000	2,859	0,90	1,10	19	F	350	350
48	86	Ibiúna	2	13,8/500	350	0,000	2,859	0,90	1,10	19	F	350	350

De	Para	Nome	Nº	RT	Pot	R	X	Tap		Pos	Tp	Cn	Ce
								min	max				
48	86	Ibiúna	3	13,8/500	350	0,000	2,859	0,90	1,10	19	F	350	350
48	86	Ibiúna	4	13,8/500	350	0,000	2,859	0,90	1,10	19	F	350	350
300	320	Emborcação	1	13,8/500	300	0,000	4,070	0,95	1,05	5	F	300	300
300	320	Emborcação	2	13,8/500	300	0,000	4,070	0,95	1,05	5	F	300	300
300	320	Emborcação	3	13,8/500	300	0,000	4,070	0,95	1,05	5	F	300	300
300	320	Emborcação	4	13,8/500	300	0,000	4,070	0,95	1,05	5	F	300	300
301	325	Jaguara	1	13,8/500	120	0,000	10,53	0,95	1,05	5	F	125	125
301	325	Jaguara	2	13,8/500	120	0,000	10,53	0,95	1,05	5	F	125	125
301	325	Jaguara	3	13,8/500	120	0,000	10,53	0,95	1,05	5	F	125	125
301	325	Jaguara	4	13,8/500	120	0,000	10,53	0,95	1,05	5	F	125	125
302	360	Nova Ponte	1	13,8/500	179	0,000	5,810	0,95	1,05	5	F	179	179
302	360	Nova Ponte	2	13,8/500	179	0,000	5,810	0,95	1,05	5	F	179	179
302	360	Nova Ponte	3	13,8/500	179	0,000	5,810	0,95	1,05	5	F	179	179
303	370	São Simão	1	13,8/500	290	0,000	4,230	0,95	1,05	5	F	290	290
303	370	São Simão	2	13,8/500	290	0,000	4,230	0,95	1,05	5	F	290	290
303	370	São Simão	3	13,8/500	290	0,000	4,230	0,95	1,05	5	F	290	290
303	370	São Simão	4	13,8/500	290	0,000	4,230	0,95	1,05	5	F	290	290
303	370	São Simão	5	13,8/500	290	0,000	4,230	0,95	1,05	5	F	290	290
303	370	São Simão	6	13,8/500	290	0,000	4,230	0,95	1,05	5	F	290	290
500	535	A. Vermelha	1	13,8/500	250	0,000	4,100	0,95	1,05	5	F	250	250
500	535	A. Vermelha	2	13,8/500	250	0,000	4,100	0,95	1,05	5	F	250	250
500	535	A. Vermelha	3	13,8/500	250	0,000	4,100	0,95	1,05	5	F	250	250
500	535	A. Vermelha	4	13,8/500	250	0,000	4,100	0,95	1,05	5	F	250	250
500	535	A. Vermelha	5	13,8/500	250	0,000	4,100	0,95	1,05	5	F	250	250
500	535	A. Vermelha	6	13,8/500	250	0,000	4,100	0,95	1,05	5	F	250	250
535	536	A. Vermelha	1	500/440	700	0,000	1,533	0,95	1,10	13	F	700	858
535	536	A. Vermelha	2	500/440	750	0,000	1,420	0,95	1,10	13	F	750	900
122	86	Ibiúna	1	500/345	750	0,000	1,913	0,95	1,11	17	F	750	803
122	86	Ibiúna	2	500/345	750	0,000	1,913	0,95	1,11	17	F	750	803
106	140	Adrianópolis	1	500/345	560	0,000	2,923	0,95	1,11	17	F	560	560
106	140	Adrianópolis	2	500/345	560	0,000	2,668	0,95	1,11	17	F	560	560
217	225	Itumbiara	1	345/230	225	0,000	2,721	0,95	1,11	17	V	225	225
217	225	Itumbiara	2	345/230	225	0,000	2,938	0,95	1,11	17	V	225	225
219	228	Brasília Sul	1	345/230	225	0,000	3,595	0,950	1,050	5	F	225	225
16	136	Furnas	1	15/345	160	0,000	7,680	0,999	1,046	3	F	160	160
16	136	Furnas	2	15/345	160	0,000	7,680	0,999	1,046	3	F	160	160

De	Para	Nome	Nº	RT	Pot	R	X	Tap		Pos	Tp	Cn	Ce
								min	max				
16	136	Furnas	3	15/345	160	0,000	7,680	0,999	1,046	3	F	160	160
16	136	Furnas	4	15/345	160	0,000	7,680	0,999	1,046	3	F	160	160
16	136	Furnas	5	15/345	160	0,000	7,680	0,999	1,046	3	F	160	160
16	136	Furnas	6	15/345	160	0,000	7,680	0,999	1,046	3	F	160	160
16	136	Furnas	7	15/345	160	0,000	7,680	0,999	1,046	3	F	160	160
16	136	Furnas	8	15/345	160	0,000	7,680	0,999	1,046	3	F	160	160
22	131	M. Moraes	1	13,8/345	63	0,000	26,50	0,972	1,083	5	F	63	63
22	131	M. Moraes	2	13,8/345	63	0,000	26,50	0,972	1,083	5	F	63	63
22	131	M. Moraes	3	13,8/345	63	0,000	26,50	0,972	1,083	5	F	63	63
22	131	M. Moraes	4	13,8/345	63	0,000	26,50	0,972	1,083	5	F	63	63
22	131	M. Moraes	5	13,8/345	63	0,000	26,50	0,972	1,083	5	F	63	63
22	131	M. Moraes	6	13,8/345	63	0,000	26,50	0,972	1,083	5	F	63	63
12	134	L. C. Barreto	1	13,8/345	184	0,000	5,340	0,999	1,046	3	F	184	184
12	134	L. C. Barreto	2	13,8/345	184	0,000	5,340	0,999	1,046	3	F	184	184
12	134	L. C. Barreto	3	13,8/345	184	0,000	5,340	0,999	1,046	3	F	184	184
12	134	L. C. Barreto	4	13,8/345	184	0,000	5,340	0,999	1,046	3	F	184	184
12	134	L. C. Barreto	5	13,8/345	184	0,000	5,340	0,999	1,046	3	F	184	184
12	134	L. C. Barreto	6	13,8/345	184	0,000	5,340	0,999	1,046	3	F	184	184
35	220	Corumbá	1	13,8/345	139	0,000	8,993	0,95	1,05	5	F	139	139
35	220	Corumbá	2	13,8/345	139	0,000	8,993	0,95	1,05	5	F	139	139
35	220	Corumbá	3	13,8/345	139	0,000	8,993	0,95	1,05	5	F	139	139
305	396	V.Grande	1	13,8/345	115	0,000	8,800	0,95	1,05	5	F	115	115
305	396	V.Grande	2	13,8/345	115	0,000	8,800	0,95	1,05	5	F	115	115
305	396	V.Grande	3	13,8/345	115	0,000	8,800	0,95	1,05	5	F	115	115
305	396	V.Grande	4	13,8/345	115	0,000	8,800	0,95	1,05	5	F	115	115
4522	4623	Rondonópolis	1	230/138	100	0,000	7,950	0,90	1,10	17	F	100	100
4522	4623	Rondonópolis	2	230/138	100	0,000	7,950	0,90	1,10	17	F	100	100
4532	4533	Coxipó	1	230/138	100	0,000	8,600	0,90	1,10	17	F	100	100
4532	4533	Coxipó	2	230/138	100	0,000	8,600	0,90	1,10	17	F	100	100
4532	4533	Coxipó	3	230/138	100	0,000	8,600	0,90	1,10	17	F	100	100
4862	4807	Jauru	1	230/138	300	0,000	4,050	0,90	1,10	17	F	300	300
21	4592	Manso	1	13,8/230	65	0,000	19,20	0,950	1,050	5	F	65	65
21	4592	Manso	2	13,8/230	65	0,000	19,20	0,950	1,050	5	F	65	65
21	4592	Manso	3	13,8/230	65	0,000	19,20	0,950	1,050	5	F	65	65
21	4592	Manso	4	13,8/230	65	0,000	19,20	0,950	1,050	5	F	65	65
4523	4521	Itiquira	1	13,8/230	40	0,000	41,42	0,950	1,050	5	F	40	40

De	Para	Nome	Nº	RT	Pot	R	X	Tap		Pos	Tp	Cn	Ce
								min	max				
4523	4521	Itiquira	2	13,8/230	40	0,000	41,42	0,950	1,050	5	F	40	40
4804	4805	Guaporé	1	13,8/230	48	0,000	26,667	0,950	1,050	5	F	48	48
4804	4805	Guaporé	2	13,8/230	48	0,000	26,667	0,950	1,050	5	F	48	48
4804	4805	Guaporé	3	13,8/230	48	0,000	26,667	0,950	1,050	5	F	48	48
4596	4533	Cuiabá	1	13,8/138	180	0,000	7,527	0,950	1,050	5	F	180	180
4596	4533	Cuiabá	2	13,8/138	180	0,000	7,527	0,950	1,050	5	F	180	180
4530	4532	Coxipó	1	13,8/230	100	0,000	14,30	0,950	1,050	5	F	100	100

Coluna	Descrição
De	Número de identificação da barra de origem.
Para	Número de identificação da barra de destino.
Nome	Nome de identificação da unidade transformadora.
Nº	Número de identificação da unidade transformadora.
RT	Relação de transformação da unidade transformadora, em kV.
Pot	Potência nominal da unidade transformadora, em MVA.
R	Resistência da unidade transformadora, em %.
X	Reatância da unidade transformadora, em %.
Tap Min	Valor mínimo que o tape da unidade transformadora pode assumir para transformadores com variação automática de tape, em pu.
Tap Max	Valor máximo que o tape da unidade transformadora pode assumir para transformadores com variação automática de tape, em pu.
Pos	Número de posições entre tape mínimo e tape máximo.
Tp	Tipo de transformador, onde: F = tape fixo e V = tape variável em carga.
Cn	Capacidade máxima de transformação em condições normais de operação, em MVA.
Ce	Capacidade máxima de transformação em condições de emergência, em MVA.
Posição	Número da posição do tape.
Tape	Valor do tape, em pu.

Tabela A.4 – Tabela das derivações de tapes dos transformadores

3 Posições		13 Posições		16 Posições		17 Posições		17 Posições		19 Posições	
Posição	Tape	Posição	Tape	Posição	Tape	Posição	Tape	Posição	Tape	Posição	Tape
1	1,046	1	1,100	1	1,136	1	0,950	1	1,100	1	1,1000
2	1,022	2	1,088	2	1,119	2	0,960	2	1,088	2	1,0889
3	0,999	3	1,075	3	1,102	3	0,970	3	1,075	3	1,0778
		4	1,063	4	1,085	4	0,980	4	1,063	4	1,0667
5 Posições		5	1,050	5	1,068	5	0,990	5	1,050	5	1,0555
Posição	Tape	6	1,038	6	1,051	6	1,000	6	1,038	6	1,0444
1	1,050	7	1,025	7	1,034	7	1,010	7	1,025	7	1,0333
2	1,025	8	1,013	8	1,017	8	1,020	8	1,013	8	1,0222
3	1,000	9	1,000	9	1,000	9	1,030	9	1,000	9	1,0111
4	0,975	10	0,988	10	0,983	10	1,040	10	0,988	10	1,0000
5	0,950	11	0,975	11	0,966	11	1,050	11	0,975	11	0,9889
		12	0,963	12	0,949	12	1,060	12	0,963	12	0,9778
5 Posições		13	0,950	13	0,932	13	1,070	13	0,950	13	0,9667
Posição	Tape			14	0,915	14	1,080	14	0,938	14	0,9556
1	1,000			15	0,898	15	1,090	15	0,925	15	0,9444
2	1,025			16	0,881	16	1,100	16	0,913	16	0,9333
3	1,050					17	1,110	17	0,900	17	0,9222
4	1,075									18	0,9111
5	1,100									19	0,9000

* * *