



Bruno Alves de Sá Manso

**Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de
Geração e Transmissão Baseada em Técnicas de
Enumeração de Estados e Amostragem por Importância**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Armando Martins Leite da Silva

Coorientador: Luiz Antônio da Fonseca Manso

Rio de Janeiro
Abril de 2021



Bruno Alves de Sá Manso

**Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de
Geração e Transmissão Baseada em Técnicas de
Enumeração de Estados e Amostragem por Importância**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo.

Prof. Armando Martins Leite da Silva

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Luiz Antônio da Fonseca Manso

Coorientador

Universidade Federal de São João del-Rei – UFSJ

Prof. José Filho da Costa Castro

Universidade Federal de Pernambuco – UFPE

Prof. Fernando Aparecido de Assis

Universidade Federal de São João del-Rei – UFSJ

Todos os direitos reservados. A reprodução, total ou parcial, do trabalho é proibida sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Bruno Alves de Sá Manso

Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de São João del-Rei (UFSJ) em 2018.

Ficha Catalográfica

Manso, Bruno Alves de Sá

Avaliação da confiabilidade de sistemas de geração e transmissão baseada em técnicas de enumeração de estados e amostragem por importância / Bruno Alves de Sá Manso ; orientador: Armando Martins Leite da Silva ; coorientador: Luiz Antônio da Fonseca Manso. – 2021. 134 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)—Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2021.
Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Confiabilidade. 3. Confiabilidade composta. 4. Sistemas de geração e transmissão. 5. Técnicas de enumeração de estados. 6. Amostragem por importância. I. Silva, Armando Martins Leite da. II. Manso, Luiz Antônio da Fonseca. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

*Dedico esta dissertação a meus pais:
Luiz e Ana.*

Agradecimentos

Em uma época de pandemia, durante a qual esta dissertação de mestrado foi desenvolvida, é necessário ser muito grato a todas as pessoas e instituições que contribuíram para que fosse possível realizar este trabalho.

Primeiramente, agradeço a meu orientador Prof. Armando Martins Leite da Silva por ter me recebido como aluno, e por me propor um tema de grande relevância na área de confiabilidade de sistemas de potência. O agradeço também pelos ensinamentos como orientador e como professor em duas disciplinas.

A meu pai e coorientador Prof. Luiz Antônio da Fonseca Manso gostaria de expressar minha enorme gratidão pelos ensinamentos, pela paciência, persistência e suporte neste tempo de dificuldade, momento em que a distância imposta pela pandemia da COVID-19 restringiu a interação acadêmica com o professor Armando.

Agradeço a minha mãe, Ana Cristina, e meu irmão, Lucas, por toda compreensão e apoio neste período de muita dedicação à minha dissertação.

Agradeço, ainda, aos professores, colegas, funcionários e amigos que estiveram presentes durante a minha formação até aqui, pessoas com as quais convivi na UFSJ e na PUC-Rio.

Por fim, agradeço à PUC-Rio pela oportunidade, e ao CNPq pelo apoio financeiro.

O presente trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

Resumo

Manso, Bruno Alves de Sá; Leite da Silva, Armando Martins; Manso, Luiz Antônio da Fonseca. **Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Geração e Transmissão Baseada em Técnicas de Enumeração de Estados e Amostragem por Importância**. Rio de Janeiro, 2021. 130p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A avaliação probabilística da confiabilidade de um sistema elétrico de potência visa quantificar, em índices, as estatísticas do risco do mesmo não atender seus clientes em plenitude. Na prática, os critérios determinísticos (e.g., N-1) são ainda os mais empregados. Na literatura, porém, a análise probabilística é uma área extensa de pesquisa, podendo ser dividida em duas vertentes: as baseadas em simulação Monte Carlo (SMC) e aquelas fundamentadas na enumeração de estados (EE). Apesar de ser reconhecidamente inferior, a técnica EE é a que se assemelha mais aos critérios determinísticos, e, muito provavelmente por esta razão, possui extensa gama de trabalhos relacionados. Contudo, tais trabalhos apresentam limitações, pois, ou se restringem a sistemas de pequeno porte, ou desconsideram contingências de maior ordem quando abordam sistemas reais (médio-grande porte). De qualquer maneira, existe um grande apego do setor elétrico por técnicas de confiabilidade que se assemelhem às práticas dos operadores e planejadores. Isso motivou o desenvolvimento de um método baseado em EE, o qual seja capaz de avaliar a confiabilidade de sistemas de geração e transmissão com desempenho comparável ao da SMC. De forma heterodoxa, os conceitos de amostragem por importância (IS - *Importance Sampling*), uma técnica de redução de variância (VRT - *Variance Reduction Techniques*) tipicamente empregada na SMC, serviram de inspiração para aprimorar a EE. Assim, o método proposto nesta dissertação é o resultado da combinação de uma ferramenta do tipo IS-VRT com técnicas de EE. Para análise e validação do método proposto, são utilizados dois sistemas teste comumente empregados neste tópico de pesquisa, sendo um deles de médio porte e capaz de reproduzir características típicas de sistemas reais.

Palavras-Chave

Confiabilidade; Confiabilidade composta; Sistemas de geração e transmissão; Técnicas de enumeração de estados; Amostragem por importância.

Abstract

Manso, Bruno Alves de Sá; Leite da Silva, Armando Martins (Advisor); Manso, Luiz Antônio da Fonseca (Co-Advisor). **Reliability Assessment of Generating and Transmission Systems Based on State Enumeration and Importance Sampling Techniques**. Rio de Janeiro, 2021. 130p. M.Sc. Dissertation – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The probabilistic reliability assessment of an electric power system aims to quantify, in terms of risk indices, its inability to fully serve its customers. In practice, deterministic criteria (e.g., N-1) are still the most widely used. In the literature, however, probabilistic analysis is an extensive area of research, which can be divided into two evaluation categories: those based on Monte Carlo simulation (MCS) and those based on the state enumeration (SE). Despite being admittedly inferior, the SE technique is the one that most closely resembles the deterministic criteria, and, most likely for this reason, has a wide range of technical publications. However, such works have limitations, because they are either restricted to small systems, or they disregard higher contingency orders, when addressing real systems (medium-large). In any case, there is a strong attachment of the electric sector to reliability techniques that are similar to the practices of operators and planners. This motivated the development of a method based on SE, which is capable of assessing the reliability of generation and transmission systems with performance comparable to that of MCS. In a heterodox way, importance sampling (IS) concepts used in variance reduction techniques (VRT), typically employed by MCS, have served as inspiration to improve SE. Thus, the method proposed in this dissertation is the combination result of an IS-VRT type tool with SE techniques. For the analysis and validation of the proposed method, two test systems commonly used in this research topic are used, one of which is medium-sized and capable of reproducing typical characteristics of real systems.

Keywords

Reliability; Composite reliability; Generation and transmission systems; State enumeration techniques; Importance sampling.

Sumário

1 . Introdução	17
1.1. Considerações Gerais	17
1.2. Desenvolvimento Histórico	19
1.3. Estrutura da Dissertação	23
2 . Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Geração e Transmissão	25
2.1. Introdução	25
2.2. Níveis Hierárquicos	25
2.3. Representação a Espaço de Estados	27
2.4. Índices de Confiabilidade	28
2.5. Representação de Equipamentos e da Carga	29
2.6. Simulação Monte Carlo não Sequencial	30
2.7. Enumeração de Estados	33
2.8. Conclusões	36
3 . Amostragem por Importância	37
3.1. Introdução	37
3.2. Conceituação Básica	38
3.3. Formulação Matemática Básica	39
3.3.1. Abordagem Geral	39
3.3.2. Abordagem Específica	41
3.4. Conclusões	42
4 . Metodologia	43
4.1. Introdução	43
4.2. Classificação Adotada para os Índices de Confiabilidade	43
4.3. Fase 1 do ELAI – Obtenção da Lista Qualificada via Processo Baseado em Amostragem por Importância	45
4.3.1. Lista Qualificada	45
4.3.2. Distinção da Lista Qualificada em Lista _G e Lista _{G&T}	46

4.3.3. Avaliação da Relevância	47
4.3.4. Algoritmo Descritivo da Fase 1	51
4.4. Fase 2 do ELAI – Enumeração de Estados da Lista Qualificada	54
4.4.1. Considerações Gerais	55
4.4.2. Probabilidade do Evento FL	59
4.4.3. Probabilidade do Evento FL Condicionada à Ocorrência de MO	60
4.4.4. Equacionamento em Nível de Estados	61
4.4.5. Estimativa da LOLP	64
4.4.6. Análise da Estimativa Proposta para a LOLP	65
4.4.7. Estimativa da EPNS	66
4.4.8. Análise da Estimativa Proposta para a EPNS	69
4.4.9. EE_G e $EE_{G\&T}$	70
4.4.10. Algoritmo Descritivo da Fase 2	74
4.5. Conclusões	78
 5 . Aplicação	 80
5.1. Introdução	80
5.2. Especificação dos Parâmetros do ELAI	81
5.3. Sistema RTS79	82
5.3.1. Fase 1 - Obtenção de $Lista_G$ e $Lista_{G\&T}$ para o Sistema RTS79	83
5.3.2. Fase 2 - Enumeração da $Lista_G$ para o Sistema RTS79	84
5.3.3. Fase 2 - Enumeração da $Lista_{G\&T}$ para o Sistema RTS79	86
5.3.4. Desempenho do ELAI para o Sistema RTS79	88
5.4. Sistema MRTS96	90
5.4.1. Fase 1 - Obtenção de $Lista_G$ e $Lista_{G\&T}$ para o Sistema MRTS96	91
5.4.2. Fase 2 - Enumeração da $Lista_G$ para o Sistema MRTS96	94
5.4.3. Fase 2 - Enumeração da $Lista_{G\&T}$ para o Sistema MRTS96	95
5.4.4. Desempenho do ELAI para o Sistema Completo (MRTS96)	97
5.4.5. Área 31 do Sistema MRTS96	99
5.4.6. Barra 306 do Sistema MRTS96	102
5.4.7. Barra 310 do Sistema MRTS96	105
5.4.8. Barra 308 do Sistema MRTS96	109
5.4.9. Barra 310 do Sistema MRTS96 – $Lista_{G\&T}$ Deteriorada	112

5.4.10. Enumeração com até 3 Contingências (2 Geradores e 1 Circuito)	115
5.5. Conclusões	117
6 . Conclusões e Trabalhos Futuros	119
6.1. Conclusões e Contribuições	120
6.2. Propostas de Trabalhos Futuros	121
7 . Referências Bibliográficas	124
Apêndice. Sistema RTS79	132
A.1. Dados Determinísticos de Barra	132
A.2. Dados Determinísticos de Estações Geradoras	133
A.3. Dados Determinísticos de Circuito	134

Lista de Figuras

Figura 2.1: Níveis hierárquicos para confiabilidade.	25
Figura 2.2: Modelo de Markov a 2 estados para geradores e circuitos.	29
Figura 4.1: Diagrama de Venn.	55
Figura 4.2: Diagrama de espaço de estados de um sistema G&T.	56
Figura 4.3: Representação dos eventos <i>MO</i> e <i>M0</i> .	57
Figura 4.4: Representação dos eventos <i>FL</i> e <i>FL</i> .	59
Figura 4.5: Representação da enumeração implícita.	73
Figura 5.1: Diagrama representativo do sistema RTS79.	82
Figura 5.2: Diagrama representativo do sistema MRTS96.	91

Lista de Tabelas

Tabela 5.1: Lista _G do sistema RTS79.	83
Tabela 5.2: Lista _{G&T} do sistema RTS79.	83
Tabela 5.3: Evolução do EE _G para o sistema RTS79.	84
Tabela 5.4: Evolução do EE _{G&T} para o sistema RTS79.	87
Tabela 5.5: Índices de confiabilidade – Sistema RTS79.	89
Tabela 5.6: Desempenho computacional – Sistema RTS79.	89
Tabela 5.7: Lista _G do sistema MRTS96.	92
Tabela 5.8: Lista _{G&T} do sistema MRTS96.	93
Tabela 5.9: Evolução do EE _G para o sistema MRTS96.	95
Tabela 5.10: Evolução do EE _{G&T} para o sistema MRTS96.	96
Tabela 5.11: Índices de confiabilidade – Sistema MRTS96.	97
Tabela 5.12: Desempenho computacional – Sistema MRTS96.	98
Tabela 5.13: Lista _{G&T} – Área 31 do MRTS96.	100
Tabela 5.14: Evolução do EE _{G&T} – Área 31 do MRTS96.	100
Tabela 5.15: Índices de confiabilidade – Área 31 do MRTS96.	101
Tabela 5.16: Desempenho computacional – Área 31 do MRTS96.	101
Tabela 5.17: Índices de confiabilidade por barra via ELAI – Área 31 do MRTS96.	102
Tabela 5.18: Lista _{G&T} – Barra 306 do MRTS96.	103
Tabela 5.19: Evolução do EE _{G&T} – Barra 306 do MRTS96.	104
Tabela 5.20: Índices de confiabilidade – Barra 306 do MRTS96.	104
Tabela 5.21: Desempenho computacional – Barra 306 do MRTS96.	105
Tabela 5.22: Lista _{G&T} – Barra 310 do MRTS96.	106
Tabela 5.23: Evolução do EE _{G&T} – Barra 310 do MRTS96.	107

Tabela 5.24: Índices de confiabilidade – Barra 310 do MRTS96.	108
Tabela 5.25: Desempenho computacional – Barra 310 do MRTS96.	108
Tabela 5.26: Lista _{G&T} – Barra 308 do MRTS96.	109
Tabela 5.27: Evolução de EE _{G&T} – Barra 308 do MRTS96.	110
Tabela 5.28: Índices de confiabilidade – Barra 308 do MRTS96.	111
Tabela 5.29: Desempenho computacional – Barra 308 do MRTS96.	111
Tabela 5.30: Lista _{G&T} deteriorada – Barra 310 do MRTS96.	113
Tabela 5.31: Evolução do EE _{G&T} da Lista _{G&T} deteriorada – Barra 310 do MRTS96.	113
Tabela 5.32: Índices de confiabilidade para Lista _{G&T} deteriorada – Barra 310 do MRTS96.	114
Tabela 5.33: Desempenho computacional para Lista _{G&T} deteriorada – Barra 310 do MRTS96.	115
Tabela 5.34: Índices de confiabilidade por barra via EE2G1T – Área 31 do MRTS96.	116
Tabela 5.35: Desempenho computacional do EE2G1T – Área 31 do MRTS96.	116
Tabela A.1: Dados Determinísticos de Barra.	132
Tabela A.2: Dados Determinísticos de Estações Geradoras.	133
Tabela A.3: Dados Determinísticos de Circuito.	134

Lista de Abreviaturas

SEP –	Sistema elétrico de potência
SMC _{NS} –	Simulação Monte Carlo Não Sequencial
COPT –	<i>Capacity Outage Probability Table</i>
F&D –	Frequência e Duração
G&T –	Geração e Transmissão
NH0 –	Nível Hierárquico 0
NH1 –	Nível Hierárquico 1
NH2 –	Nível Hierárquico 2
NH3 –	Nível Hierárquico 3
LOLP –	<i>Loss of Load Probability</i>
LOLE –	<i>Loss of Load Expectation</i>
EPNS –	<i>Expected Power Not Supplied</i>
EENS –	<i>Expected Energy Not Supplied</i>
LOLF –	<i>Loss of Load Frequency</i>
LOLD –	<i>Loss of Load Duration</i>
LOLC –	<i>Loss of Load Cost</i>
FOR –	<i>Forced Outage Rate</i>
VRT –	<i>Variance Reduction Techniques</i>
IS –	<i>Importance Sampling</i>
CE –	<i>Cross Entropy</i>
pdf –	<i>probability density function</i>
ELAI –	Enumeração de Lista obtida via Amostragem por Importância
BG –	Balanço de Geração
PBG –	Pós Balanço de Geração
MCF1 –	Monte Carlo da Fase 1
FPO –	Fluxo de Potência Ótimo
EPE –	Empresa de Pesquisa Energética

Lista de Símbolos

\mathcal{X} –	Espaço de amostras
σ –	Vetor real de parâmetros de uma função densidade de probabilidade
$Lista_G$ –	Lista Qualificada de equipamentos de geração (problemas no balanço de geração)
$Lista_{G\&T}$ –	Lista Qualificada de equipamentos de geração e transmissão (problemas no pós balanço de geração)
$\beta_{max}^{MCF1_BG}$ –	Coeficiente de incerteza relativa máxima para análise de problemas no balanço de geração do MCF1
$\beta_{max}^{MCF1_PBG}$ –	Coeficiente de incerteza relativa máxima para análise de problemas no pós balanço de geração do MCF1
NS_{max}^{MCF1} –	Número máximo de sorteios do MCF1
S –	Evento composto pelos estados de sucesso
F –	Evento composto pelos estados de falha
Ω_N –	Conjunto dos n elementos do sistema
Ω_L –	Conjunto dos l elementos do sistema selecionados pela Lista Qualificada
Ω_M –	Conjunto dos m elementos do sistema não selecionados pela Lista Qualificada
$M0$ –	Evento composto pelos estados em que todos os equipamentos fora da Lista Qualificada estão operando
$\overline{M0}$ –	Evento composto pelos estados em que ao menos um equipamento fora da Lista Qualificada está em falha
$FM0$ –	Evento interseção entre F e $M0$
$F\overline{M0}$ –	Evento interseção entre F e $\overline{M0}$
FL –	Evento composto pelos estados de falha em que a configuração dos equipamentos de Ω_L é suficiente para a ocorrência da falha
\overline{FL} –	Evento composto pelos estados de falha em que a configuração dos equipamentos de Ω_L não é suficiente para a ocorrência da falha
$FLM0$ –	Evento interseção entre FL e $M0$

$FL\overline{M0}$ –	Evento interseção entre FL e $\overline{M0}$
$PNS(x^k)$ –	Potência não suprida no estado x^k do sistema
EE_G –	Processo de enumeração de estados da Lista _G
$EE_{G\&T}$ –	Processo de enumeração de estados da Lista _{G\&T}
EF_EE –	Conjunto dos estados de falha explicitamente enumerados
EF_IE_{M0} –	Conjunto dos estados de falha implicitamente enumerados em $M0$
EF_IE –	Conjunto dos estados de falha implicitamente enumerados em todo o espaço de estados
$PROB_{tol}^F$ –	Tolerância para a probabilidade do estado de falha enumerado
$PROB_{tol}^S$ –	Tolerância para a probabilidade do estado de sucesso enumerado
$EENS_{tol}^{INC}$ –	Tolerância para o incremento percentual dos índices de energia
$Ind_Dist_{tol}^{PBG}$ –	Tolerância para a indisponibilidade distorcida
$NLista_G$ –	Número de componentes da Lista _G
$NLista_{G\&T}$ –	Número de componentes da Lista _{G\&T}

1. Introdução

1.1. Considerações Gerais

O ser humano domina e usufrui dos recursos da natureza desde os primórdios de sua evolução. Dentre os grandes saltos proporcionados por descobertas científicas, foi a partir do surgimento da energia elétrica, ao final do século 19, que a humanidade evoluiu abruptamente, como nunca havia ocorrido. Não tardou, o crescimento da demanda por essa nova forma de energia, que, cada vez mais, precisava ser transportada por distâncias maiores, levou o sistema elétrico de potência (SEP) a se tornar complexo, e muitos problemas surgiram. Além dos problemas elétricos de como gerar, transportar por grandes distâncias, e distribuir a energia aos consumidores de forma instantânea e segura, a grande dependência por energia elétrica a que toda cadeia produtiva passou a apresentar, veio a exigir também do sistema um suprimento ininterrupto, de qualidade e econômico. Em outras palavras, é desejado que o máximo nível de confiabilidade seja alcançado, com o menor custo possível.

No intuito de garantir suprimento ininterrupto, a geração e transmissão devem sempre possuir alguma reserva. Com isso, espera-se que o sistema seja capaz de suportar a saída forçada (falhas inesperadas) e programada de equipamentos, bem como o crescimento da carga além do previsto e indisponibilidade de recursos energéticos. Para este fim, tanto a operação, quanto o planejamento, trabalham, historicamente, com o critério determinístico N-1 [1]. Tal critério exige que o sistema seja capaz de suprir toda a carga na ocorrência de qualquer contingência simples. Assim, a saída individual de qualquer equipamento não pode resultar em corte de carga. É comum no planejamento, tendo em vista a maior disponibilidade de tempo, o uso de critérios mais abrangentes como o N-2 ou listas de contingências mais severas.

Os critérios determinísticos são simples de implementar e analisar, apresentam baixo custo computacional e garantem grande margem para a não interrupção do suprimento de energia. Contudo, eles não proporcionam uma adequada quantificação da qualidade do suprimento. Desse modo, não se tem a informação de quão

provável é a ocorrência de falhas no atendimento dos consumidores, para qual magnitude, por quanto tempo e com qual frequência. No planejamento, isso significa que, se duas ou mais alternativas de investimento atenderem ao critério de segurança especificado, não se tem como diferenciá-las do ponto de vista da confiabilidade. Além disso, os critérios determinísticos comumente utilizados são muito conservadores. Por conseguinte, existem alternativas descartadas pelo critério que também apresentam baixo risco, e investimento potencialmente menor ao das alternativas aceitas.

O problema descrito pelo último parágrafo é solucionado pela avaliação da confiabilidade do sistema por meio de métodos probabilísticos. Apesar de ainda ser pouco utilizada na prática, na literatura, a análise da confiabilidade de SEP data mais de 70 anos, sendo uma linha de pesquisa extensa e ativa até os tempos atuais.

Qualquer estudo em SEP, geralmente, se baseia na estrutura verticalizada de geração, transmissão e distribuição. Do ponto de vista de corte de carga, tem-se, na distribuição, a porção do sistema com a maioria das falhas, as quais, porém, são localizadas, tendo impacto reduzido. No conjunto geração-transmissão, as falhas são muito menos frequentes, mas, atingem, simultaneamente, grandes quantidades de consumidores, de variados tipos (residencial, comercial, industrial, etc.), apresentando um impacto elevado e abrangente. Naturalmente, existe um foco muito maior nos estudos da geração e transmissão.

Outra diferenciação encontrada no estudo da confiabilidade de SEP está atrelada à representação do problema. A menos comum, a representação cronológica, é a mais completa, pois trata de aspectos com dependência temporal como a disponibilidade de recursos energéticos e a curva de carga. Por esse mesmo motivo, é também a mais complexa, e de maior esforço computacional. Tal representação é encontrada na forma de simulação de Monte Carlo sequencial. Por outro lado, a representação a espaço de estados, a mais comum, é encontrada em duas formas: a enumeração de estado e a simulação Monte Carlo não sequencial (SMC_{NS}). A enumeração é extremamente eficiente e direta quando aplicada a sistemas de pequeno porte. Contudo, na análise de sistemas reais (médio-grande porte) tem-se uma explosão do número de estados possíveis a serem enumerados, resultado do aumento do número de equipamentos. Já a SMC_{NS} , independe do tamanho do espaço de estados, sendo uma ferramenta rápida e de simples implementação. Além disso,

apresenta elevada eficiência e razoável flexibilidade, oferecendo melhor relação de custo-benefício, o que a torna a mais recorrente na literatura.

A proposta desse trabalho de dissertação de mestrado é criar um método de avaliação da confiabilidade de SEP que apresente eficiência comparável à de métodos baseados em simulação Monte Carlo, sobretudo aqueles com amostragem não sequencial. O método proposto foi concebido de forma a ser fruto da combinação da enumeração de estados com conceitos relacionados às técnicas de redução de variância aplicadas em simulação Monte Carlo. Para isso, parte-se da hipótese de que uma enumeração de estados realizada a partir de uma lista qualificada, composta pelos equipamentos mais críticos de um sistema, pode ser capaz de obter boas aproximações para os reais valores dos índices de confiabilidade, em um tempo de processamento razoável, i.e., de mesma ordem daquele obtido via SMC_{NS}.

1.2. Desenvolvimento Histórico

A aplicação de técnicas probabilísticas na avaliação da confiabilidade de SEPs, ao longo das últimas quatro décadas do século 20, está bem documentada em nove amplas bibliografias publicadas em: 1966 [2], 1972 [3], 1978 [4], 1984 [5], 1988 [6], 1989 [7], 1994 [8], 1999 [9] e 2001 [10].

A maioria dos trabalhos encontrados na literatura é voltada para sistemas de geração e/ou transmissão. Com relação aos sistemas de distribuição, cabe destacar que, em decorrência do impacto localizado de suas falhas, a sua análise é normalmente realizada de maneira separada, sem considerar os segmentos de geração e transmissão. Outro aspecto importante a ser destacado está na característica radial dos sistemas de distribuição. Por ser bem adaptado a esta característica, o método dos conjuntos mínimos de corte [11] ganhou destaque entre as técnicas existentes, sendo aplicado até os dias atuais [12], [13], [14] e [15]. Este método, além de não apresentar grande dificuldade de implementação, fornece, por meio dos conjuntos de corte, importantes informações sobre os modos de falha do sistema. Estes modos são indicadores das maneiras pelas quais um sistema pode vir a falhar [16].

De modo geral, pode-se afirmar que os primeiros métodos probabilísticos desenvolvidos para auxiliar os planejadores eram voltados para a avaliação da confiabilidade de sistemas de geração e permitiam calcular somente índices de perda de carga como a LOLE (*Loss of Load Expectation*) e a EENS (*Expected Energy not*

Supplied) [17]. Basicamente, esses métodos combinavam uma tabela de probabilidades das capacidades indisponíveis (COPT – *Capacity Outage Probability Table*) com um modelo apropriado da curva de carga do sistema, para obter os índices de confiabilidade. Esses métodos, denominados analíticos, foram largamente utilizados no passado para o dimensionamento da reserva estática de geração.

Posteriormente, os métodos probabilísticos evoluíram de modo a permitir o cálculo de índices de frequência e duração (F&D), sendo [18] a primeira referência encontrada nesse tema. O trabalho [19], que inclui uma revisão de artigos com foco em índices F&D, propõe uma formulação generalizada para os modelos de geração e carga, a qual prescinde da propriedade do equilíbrio de frequência. Dessa forma, foi possível reproduzir com maior precisão o comportamento da carga do sistema, utilizando um modelo de Markov com múltiplos estados, desequilibrados em frequência. Ademais, viabilizou a avaliação de índices F&D para sistemas reais de grande porte.

Cabe destacar que até meados do século 20, os sistemas apresentavam dimensões não elevadas, operando de forma isolada. Com a expansão das redes de transmissão e/ou a adoção de operação interligada, foi necessário desenvolver técnicas mais eficientes. Ao mesmo tempo, o surgimento de computadores com maior capacidade de memória e de processamento viabilizou o estudo mais detalhado dos SEPs. Neste contexto, é na década de 60 que se tem a proposta de um dos primeiros trabalhos com aplicação de técnicas probabilísticas para dimensionar a reserva girante. Por ser proposto por um grupo de engenheiros responsáveis pelo sistema interligado Pennsylvania-New Jersey-Maryland, esse método ficou conhecido pelo acrônimo PJM [20]. Desde então, diversos trabalhos foram publicados nesse tema [21], [22], [23], [24], [25], [26] e [27].

Também em conformidade com o contexto de crescimento dos SEPs e avanços na área de computação, a avaliação da confiabilidade de sistemas incluindo a rede de transmissão inicia-se por volta de 1960 [7], sendo utilizadas técnicas analíticas, via processos de Markov. Um trabalho mais conceitual foi apresentado em [28], sendo realizada uma comparação entre os resultados obtidos por este, e os resultados alcançados utilizando as técnicas apresentadas em [29]. No entanto, é a partir da década de 80 que ocorre um aumento mais significativo do interesse nessa área. Questões como o acesso aberto à transmissão por produtores independentes, o aumento do intercâmbio econômico entre as concessionárias e as limitações na

construção de novas redes de transmissão, deveriam ser tratadas através de métodos que levassem em consideração os efeitos de geração e transmissão simultaneamente. A referência [30] apresenta uma análise dos principais métodos utilizados na avaliação da confiabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão até o início da década de 90.

Conceitualmente, a avaliação da confiabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão é tão simples quanto a análise da confiabilidade da geração. A maior dificuldade está relacionada ao elevado custo computacional das análises de adequações, as quais dependem de estudos de fluxo de potência com otimização de medidas corretivas. O problema torna-se mais complexo ao considerar as análises de adequações adicionais, necessárias ao processo de estimação dos índices F&D. Assim, foram desenvolvidas metodologias, [31], [32] e [33], entre outras, que visam evitar ou reduzir o número dessas análises adicionais.

Quando se tem em vista uma avaliação mais rigorosa do valor da confiabilidade, ou do custo da perda de carga, deve-se lançar mão da representação cronológica [34] e [35], ou de técnicas híbridas, capazes de reproduzir a cronologia ao menos para os processos de interrupção de energia [36] e [37].

Qualquer que seja a forma de representação, cronológica ou a espaço de estados, os índices obtidos por uma avaliação tradicional da confiabilidade são relacionados aos estados de falha. Com o intuito de prover uma avaliação mais detalhada dos sistemas, produzindo também índices relacionados aos estados de sucesso, foi proposta na década de 90, uma técnica denominada análise de bem-estar (*well-being analysis*) ou confiabilidade preventiva [38], [39] e [40]. Trata-se de uma análise bem mais complexa, a qual, em princípio, necessita de uma técnica cronológica [41]. No entanto, um método de SMC_{NS}, extremamente flexível se mostrou capaz de realizar, com precisão e reduzido esforço computacional, avaliações de confiabilidade preventiva de sistemas de geração e transmissão (sistemas G&T) reais [42].

Especificamente em relação aos métodos de simulação, sabe-se que sua eficiência pode ser ampliada com o auxílio de técnicas de redução de variância [27], [30], [43], [44], [45], [46], [47], [48], [49] e [50], as quais aceleram a convergência do processo de análise, pois permitem atenuar a variância apresentada pelos estimadores dos índices desejados. Já em relação às técnicas baseadas em enumeração

de estados, não se tem uma alternativa semelhante às técnicas de redução de variância ou algo que possa produzir ganhos similares para a eficiência do método.

Infelizmente, as técnicas baseadas em enumeração de estados não se mostram competitivas com a SMC_{NS} quando se avalia sistemas de médio a grande porte. Talvez por esta razão, alguns trabalhos, como [51], [52] e [53], propõem combinar técnicas analíticas com simulação Monte Carlo, em uma só ferramenta. Adicionalmente, outros trabalhos (e.g., [54] e [55]) propõem utilizar as duas técnicas separadamente e de maneira complementar.

Nas últimas décadas, alguns esforços foram realizados visando aumentar a eficiência da abordagem analítica. Dentre eles, destacam-se: a extensão do conhecimento acerca dos estados enumerados para incluir coletivamente as contribuições dos estados não enumerados [56]; a pré-classificação dos equipamentos a serem enumerados em ordem decrescente de suas indisponibilidades [57]; e a triagem por contingências severas [58]. Mesmo visando minimizar os impactos do truncamento do processo de enumeração, estes trabalhos não consideram adequadamente as contingências de maior ordem, produzindo índices inferiores aos valores reais. Salienta-se, ainda, que os dois primeiros apresentam resultados para um sistema teste de pequeno porte [59]. O artigo [60], divulgado em 2014, pode ser utilizado para exemplificar a inaplicabilidade da enumeração convencional, ainda que restrito a um número reduzido de contingências simultâneas, em sistemas de grande porte. Neste trabalho, uma configuração do sistema interligado brasileiro, contendo 7322 equipamentos com representação estocástica, foi submetida a diversos protocolos, criados para avaliação da rede elétrica brasileira. Na discussão dos resultados, são traçadas comparações entre os desempenhos de protocolos executados por meio de SMC_{NS} e/ou enumeração de estados de contingência simples. Na comparação entre os protocolos 16 (via Monte Carlo) e 17 (via enumeração simples), é exposto que o primeiro fornece o verdadeiro risco de falha do sistema, mas levou quase 6 dias de simulação, enquanto o segundo demandou menos de 2 horas, mas apresenta um valor para o risco 1.000 vezes menor. Para confirmar a impraticabilidade de um processo de enumeração fornecer valores aceitáveis para os índices de confiabilidade, os autores apontam que a execução de uma enumeração tripla levaria cerca de 2,5 meses. Cabe acrescentar, que nesta hipotética enumeração tripla ainda seriam produzidas estimativas pobres para os índices.

Recentemente, foi proposta uma metodologia baseada em enumeração de estados [61], a qual utiliza um equacionamento visando compensar os erros provocados pelo truncamento do processo de enumeração. Tal formulação resulta de manipulações algébricas que visam obter parcelas que dispõem, em evidência, as combinações das indisponibilidades dos equipamentos (i.e., uma a uma, duas a duas e assim por diante). Analisando a expressão proposta pelo artigo, é fácil concluir que a compensação do erro por truncamento da enumeração pode fornecer índices superiores aos valores reais. Isto é comprovado ao se realizar a sua aplicação em um caso exemplo composto por 3 unidades geradoras idênticas, com indisponibilidade U , as quais devem atender uma carga de valor um pouco superior ao da capacidade individual. Considerando uma enumeração truncada em contingências duplas, a técnica proposta forneceria uma probabilidade de falha superior ao índice real por um valor igual a $2 \times U^3$, ou seja, apresentaria um erro, para mais, correspondente a duas vezes a probabilidade do único estado não enumerado.

1.3. Estrutura da Dissertação

No presente capítulo são tecidas considerações gerais acerca da avaliação da confiabilidade de SEPs. Adicionalmente, o desenvolvimento histórico desta linha de pesquisa é detalhado por meio dos principais trabalhos encontrados na literatura, tendo como foco as técnicas inspiradas em enumeração de estados.

No Capítulo 2, o problema da confiabilidade de um SEP é extensivamente detalhado do ponto de vista técnico. Sua teoria e equacionamento são, então, abordados, desde a representação do problema até os principais índices de confiabilidade encontrados na literatura. Posteriormente, no Capítulo 3, os principais conceitos de uma técnica de redução de variância, a amostragem por importância, são apresentados, sendo destacados os aspectos que irão auxiliar no desenvolvimento da metodologia proposta neste trabalho.

O método proposto é apresentado no Capítulo 4, e sua metodologia é minuciosamente descrita, de forma a transparecer todos os detalhes que compõem cada parte da técnica desenvolvida, a qual foi dividida em duas fases. Preliminarmente à apresentação destas duas fases, uma classificação específica a esta dissertação de mestrado é delineada para os índices de confiabilidade. Na sequência, a primeira fase do método é detalhada até o seu respectivo algoritmo descritivo. Depois, todo

um conhecimento básico para dar suporte à segunda fase é estabelecido, seguido das particularidades da própria fase e seu algoritmo descritivo, completando, assim, a metodologia da técnica em proposição.

A apreciação do método é descrita no Capítulo 5, sendo sua análise e validação realizada por meio de dois sistemas teste, um de pequeno porte e outro de médio porte. O primeiro tem o propósito de confirmar a aplicabilidade da técnica no sistema mais recorrente na literatura [59], e estabelecer particularidades do método e do problema de enumeração quando um sistema pequeno é analisado. Já o segundo, uma configuração modificada do sistema da referência [62], é utilizado para investigar a performance da metodologia proposta quando aplicada em configurações que apresentem características semelhantes à de sistemas reais.

Por fim, o Capítulo 6 traz as principais conclusões acerca da dissertação, as contribuições relacionadas ao método proposto, bem como as propostas de trabalhos futuros.

2. Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Geração e Transmissão

2.1. Introdução

Este capítulo faz uma apresentação dos principais métodos de avaliação da confiabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão (sistemas G&T). Ao longo desta apresentação é dedicada uma maior atenção àqueles que estão intimamente relacionados aos objetivos desta dissertação de mestrado. Antes, porém, são introduzidos conceitos relacionados aos modos de agrupamento adotados para setores que compõem um sistema de energia elétrica, quando se tem em vista uma avaliação probabilística dos mesmos. Aspectos relacionados à avaliação de sistemas de geração (i.e., restrita ao parque gerador) são também analisados.

2.2. Níveis Hierárquicos

Na avaliação da confiabilidade de sistemas de energia elétrica, a divisão do mesmo em níveis hierárquicos, conforme representação da Figura 2.1, é comumente adotada.

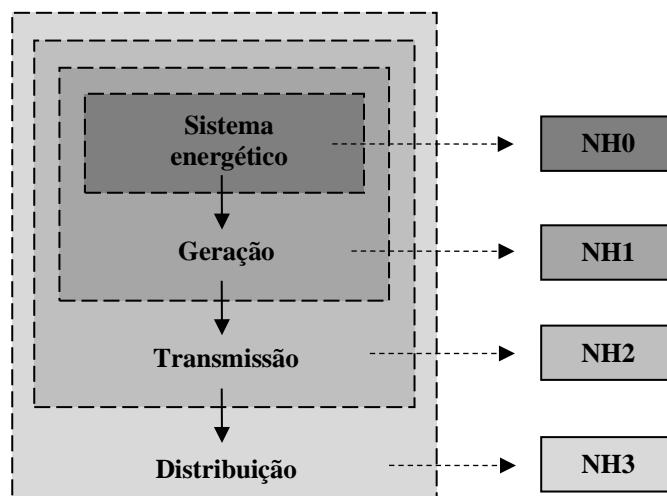


Figura 2.1: Níveis hierárquicos para confiabilidade.

O nível hierárquico 0 (NH0) foi introduzido pela referência [63] para representar o sistema energético. Neste nível, é avaliado o balanço entre produção de energia elétrica e disponibilidade de recursos energéticos primários, sendo basicamente voltado para recursos administráveis, como, por exemplo, água e combustível, que podem ser armazenados. Portanto, os possíveis problemas são decorrentes de fatores climáticos (volume pluvial acentuadamente baixo, mudanças na condição dos ventos, dias nublados, etc.), que afetam as fontes renováveis, e fatores econômicos (preço do petróleo, greve, crise, etc.), que atingem, com maior intensidade, as fontes de combustíveis fósseis. No Brasil, a principal fonte energética é a água, com maior impacto na coordenação hidrotérmica, a qual determina, basicamente, a participação das gerações de origem hidráulica e térmica no atendimento à demanda.

Já os níveis hierárquicos 1, 2 e 3 (NH1 a NH3) são destinados ao tratamento de problemas de potência (i.e., momentâneos). No primeiro deles, o NH1, é realizada a avaliação da confiabilidade da geração, sendo adotada a representação barra única, a qual concentra toda a geração e toda a carga do sistema. Deste modo, são desprezadas as possíveis restrições impostas pela rede de transmissão, a qual é considerada 100% confiável e com capacidade ilimitada. Portanto, as deficiências no atendimento aos consumidores se devem, exclusivamente, a falhas na geração.

No âmbito do segundo nível (NH2), o qual é destinado aos problemas de potência, tem-se a avaliação da confiabilidade de sistemas G&T. Neste caso, é necessário representar as limitações impostas pela rede de transmissão. Portanto, são utilizados algoritmos de fluxo de potência incluindo rotinas de otimização de medidas corretivas (redespacho de potência, ajustes nos taps de transformadores, etc., e, em último caso, corte de carga).

A avaliação integrada da confiabilidade de um sistema, incluindo geração, transmissão e distribuição (i.e., no NH3), tem sido pouco investigada. Em geral, os estudos de confiabilidade da distribuição são realizados de forma independente, considerando-se o parque gerador e a rede transmissão 100% confiáveis. São raros os esforços visando incorporar restrições impostas pela geração e transmissão. Uma iniciativa importante a ser citada é o trabalho [64], no qual o sistema G&T é avaliado separadamente e representado no sistema de distribuição por meio de um único componente, ou conjunto de componentes.

Esta dissertação de mestrado é direcionada à parcela do sistema correspondente ao NH2, ou seja, serão avaliados sistemas G&T. No entanto, serão incluídas análises considerando, isoladamente, o parque de geração. Em ambos os casos a avaliação da confiabilidade é baseada em duas representações distintas: por espaço de estados e cronológica. A próxima seção, após comentários sobre a representação cronológica (fora do escopo desta dissertação), faz uma descrição da representação a espaço de estados. Os índices usualmente obtidos na avaliação da confiabilidade, assim como o modelo de Markov e os métodos mais empregados na representação a espaço de estados, são apresentados nas seções subsequentes.

2.3. Representação a Espaço de Estados

Antes de abordar a representação a espaço de estados, a qual faz parte do escopo desta dissertação de mestrado, cabe tecer alguns comentários acerca da outra representação adotada em trabalhos sobre avaliação da confiabilidade, a cronológica. Como o próprio nome indica, nesta representação, os estados são amostrados sequencialmente no tempo, o que permite reproduzir com precisão a evolução cronológica dos estados do sistema. Entretanto, a amostragem sequencial (na qual dois estados consecutivos diferem um do outro apenas pela alteração do estado de um de seus componentes) implica em esforço computacional substancialmente maior que aquele apresentado pelas técnicas baseadas em representação por espaço de estados [65]. Isso se torna mais agravante no caso da avaliação da confiabilidade de sistemas G&T, devido ao custo das análises de adequação dos estados, que envolvem a resolução de um problema de fluxo de potência com otimização das medidas corretivas. Alternativamente, podem ser encontrados trabalhos que propõem métodos híbridos [66], [67], [36], [68] e [37], que combinam a eficiência da representação a espaço de estados com a flexibilidade da representação cronológica.

Na representação a espaço de estados, cada estado de um sistema pode ser representado por um vetor $x^k = (x_1^k, x_2^k, \dots, x_n^k)$, onde x_i^k representa o estado do i -ésimo componente. Cada componente de x^k está associado a um elemento do sistema (gerador, transformador, linha de transmissão ou carga). O espaço de estados, ou seja, todas as possíveis realizações de x^k é denotado por X . A cada estado $x^k \in X$ é associada uma probabilidade de ocorrência $P(x^k)$. Se as falhas dos

componentes são estatisticamente independentes, $P(x^k)$ fica igual ao produto das probabilidades associadas com o estado de cada elemento de x^k . Estabelecidos os conceitos preliminares, os índices de confiabilidade são, então, obtidos a partir do cálculo do valor esperado de suas respectivas funções teste $F(x)$:

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

O objetivo destas funções teste é verificar se, e/ou de que forma, uma determinada configuração de geradores e/ou circuitos é capaz de suprir uma dada carga.

Dentro da representação a espaço de estados, os modelos/programas de avaliação da confiabilidade podem ser fundamentados na enumeração de estados severos/prováveis, ou na amostragem de estados via simulação Monte Carlo não sequencial [66]. Portanto, os métodos baseados na enumeração de estados são adequados somente quando o número de cenários severos/prováveis não se torna muito elevado. Este é o caso dos estudos de confiabilidade considerando somente a quebra de equipamentos de transmissão, os quais apresentam indisponibilidades usualmente baixas. Nestes estudos, excluindo-se os eventos de modo comum e originados em subestações, as contingências de nível elevado ficam muito improváveis. Por outro lado, os métodos baseados em simulação Monte Carlo são ainda mais atrativos quando a ocorrência de contingências de maior ordem é mais provável. Isto ocorre na avaliação da confiabilidade de sistemas G&T devido às elevadas taxas de indisponibilidade dos geradores.

2.4. Índices de Confiabilidade

Os índices usualmente calculados na avaliação da confiabilidade de sistemas de geração e de sistemas G&T referem-se à falha, a qual se caracteriza pela insuficiência de geração e/ou incapacidade de transmissão. O objetivo desses índices é estimar a probabilidade de ocorrência, a frequência e a duração média das falhas do sistema, assim como o montante de energia não suprida e os custos associados a estas falhas. A seguir apresentam-se os índices de confiabilidade tradicionalmente calculados.

- LOLP – *loss of load probability* (probabilidade de perda de carga);
- LOLE – *loss of load expectation* (perda de carga esperada);
- EPNS – *expected power not supplied* (potência esperada não suprida);
- EENS – *expected energy not supplied* (energia esperada não suprida);
- LOLF – *loss of load frequency* (frequência de perda de carga);
- LODD – *loss of load duration* (duração da perda de carga);
- LOLC – *loss of load cost* (custo da perda de carga).

Com o advento da análise de bem-estar ou confiabilidade preventiva [38], [39], [40] e [42], índices adicionais, os quais são associados aos estados de sucesso, foram introduzidos com o objetivo de avaliar o grau de conforto do sistema.

2.5. Representação de Equipamentos e da Carga

O modelo de Markov a dois estados, como o apresentado na Figura 2.2, é frequentemente utilizado para representar os equipamentos do sistema, sendo o adotado nesta dissertação de mestrado. Assim, estes equipamentos podem ser encontrados em dois estados operacionais: disponível (Up) e indisponível ($Down$).

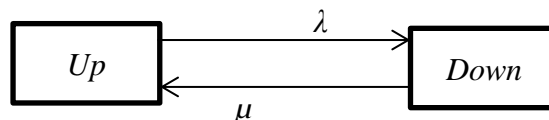


Figura 2.2: Modelo de Markov a 2 estados para geradores e circuitos.

Os estados se comunicam por meio das taxas de falha e reparo, as quais são representadas por λ e μ , respectivamente. A taxa de falha é dada pela razão entre o número de vezes que o equipamento falha e o tempo total em que este permaneceu em operação. De modo análogo, a taxa de reparo é a razão entre o número de reparos executados no equipamento e o tempo total que ele permaneceu em reparo. Essas taxas têm dimensões de número de ocorrências por unidade de tempo e são, usualmente, expressas em termos de ocorrências por ano.

A partir dos parâmetros λ e μ de um dado equipamento, modelado a dois estados, a sua indisponibilidade (U) ou taxa de saída forçada (FOR – *forced outage rate*) é obtida por (2.2). Já a sua disponibilidade (A) é calculada através de (2.3).

$$U = FOR = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (2.2)$$

$$A = 1 - FOR = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (2.3)$$

A frequência de encontro de um estado é dada pelo produto da probabilidade de ocorrência deste pela soma das taxas de transição que partem do mesmo.

O funcionamento de uma unidade geradora depende de diversos componentes auxiliares. A falha de um desses componentes pode não resultar na perda total de capacidade, podendo a unidade continuar funcionando em um estado de capacidade intermediária. Assim, as unidades geradoras podem ser representadas com maior precisão por modelos de Markov com múltiplos estados. Nesse caso, os modelos são descritos em termos das taxas de transição entre os estados.

A taxa de transição entre dois estados i e j quaisquer (λ_{ij}) é definida como a razão entre o número de vezes que o componente transita do estado i para o estado j e o tempo total de permanência no estado i . Os conceitos apresentados para o modelo a dois estados são facilmente estendidos aos modelos com múltiplos estados [16].

Quanto à consideração da carga, os estudos de confiabilidade podem adotar uma representação constante ou um modelo de Markov com múltiplos estados para representar as variações da carga ao longo do período analisado. No segundo caso, cada estado está associado a um dado patamar (ou conjunto de patamares próximos) da carga. As taxas de transição permitem representar a forma e periodicidade com que a carga migra entre os diversos patamares. Nesta dissertação de mestrado a carga tem representação constante, considerando a carga pico.

2.6. Simulação Monte Carlo não Sequencial

Uma versão básica para a simulação Monte Carlo não sequencial (SMC_{NS}) pode ser implementada por meio do seguinte algoritmo [31]:

- i) Inicie o contador de número de sorteios: $NS = 0$;
- ii) Incremente $NS \rightarrow NS = NS + 1$;
- iii) Sorteie um vetor $x^k \in X$ a partir de sua distribuição de probabilidade $P(X)$;
- iv) Calcule as funções teste $F(x)$ para o vetor amostrado;
- v) Estime $E[F(x)]$ como a média dos valores calculados no passo iv), conforme eq. (2.4);
- vi) Calcule as incertezas das estimativas, por meio do coeficiente de incerteza relativa β dado pela eq. (2.5);
- vii) Se a convergência é aceitável (todos os β s menores que a tolerância especificada), pare; senão, retorne ao passo ii).

$$\tilde{E}[F(x)] = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} F(x^k) \quad (2.4)$$

$$\beta = \frac{\sqrt{\tilde{V}(\tilde{E}[F(x)])}}{\tilde{E}[F(x)]} \times 100\% \quad (2.5)$$

onde $\tilde{V}(\tilde{E}[F(x)])$, variância amostral, é obtida conforme eq. (2.6).

$$\tilde{V}(\tilde{E}[F(x)]) = \frac{1}{NS \times (NS - 1)} \sum_{k=1}^{NS} (F(x^k) - \tilde{E}[F(x)])^2 \quad (2.6)$$

Tendo o algoritmo acima, os índices LOLP, EPNS e LOLF são obtidos por meio das seguintes funções teste:

$$F_{LOLP}(x^k) = \begin{cases} 0, & \text{se } x^k \text{ é estado de sucesso} \\ 1, & \text{se } x^k \text{ é estado de falha} \end{cases} \quad (2.7)$$

$$F_{EPNS}(x^k) = \begin{cases} 0, & \text{se } x^k \text{ é estado de sucesso} \\ \Delta P_k, & \text{se } x^k \text{ é estado de falha} \end{cases} \quad (2.8)$$

$$F_{LOLF}(x^k) = \begin{cases} 0, & \text{se } x^k \text{ é estado de sucesso} \\ \Delta \lambda_k, & \text{se } x^k \text{ é estado de falha} \end{cases} \quad (2.9)$$

onde ΔP_k (usualmente dado em MW) representa o montante de carga cortado no estado x^k , e $\Delta \lambda_k$ (usualmente dado em occ./ano) representa a soma das taxas de transição de x^k para todos os estados de sucesso que podem ser alcançados mediante uma transição.

Os demais índices, apresentados na Seção 2.4, podem ser calculados ao final da SMS_{NS}, conforme equações (2.10) a (2.13):

$$LOLE = LOLP \times NH_{PT} \quad (2.10)$$

$$EENS = EPNS \times NH_{PT} \quad (2.11)$$

$$LOLD = LOLE / LOLF \quad (2.12)$$

$$LOLC = EENS \times UC \quad (2.13)$$

onde NH_{PT} é o número de horas por período de tempo considerado (e.g., 8760 h/ano), e UC (*Unit Cost*) é o custo unitário médio de interrupção (usualmente dado em unidade monetária por MWh).

É importante destacar que a eq. (2.13), utilizada para o cálculo da LOLC, apresenta fortes simplificações [69], sendo que vários métodos foram propostos visando prover estimativas mais consistentes via técnicas não sequenciais. No entanto, somente as técnicas capazes de reproduzir a evolução cronológica do sistema [66], ao menos para os processos de falha [68], podem fornecer boas estimativas para o índice LOLC.

Já com relação aos índices diretamente obtidos pelas funções teste apresentadas, a LOLF necessita de comentários adicionais, pois o cálculo de sua função teste via (2.9) não seria computacionalmente eficiente. Em princípio, utilizando essa equação, para cada estado de falha selecionado, com nc componentes, ao menos nc análises adicionais de adequação seriam necessárias para atualizar a estimativa da frequência. Note que para cada análise adicional, um novo estudo de adequação de estados seria necessário, incluindo a execução de fluxo de potência com otimização de medidas corretivas, para o caso de sistemas G&T. Como resultado, ter-se-ia um elevado esforço computacional, o qual, dependendo das dimensões do sistema, tornaria impraticável a estimação da LOLF.

Na década de 90, duas técnicas eficientes foram desenvolvidas para evitar este esforço computacional proibitivo. Uma utiliza filtros baseados nos multiplicadores de Lagrange, produzidos pelo algoritmo de otimização das medidas corretivas [31], a outra é baseada no conceito de probabilidade condicionada ou frequência incremental [32]. Em ambos os métodos é necessário adotar a hipótese de coerência [31] e [32] para o comportamento do sistema.

Posteriormente, no início dos anos 2000, foi proposto um método denominado processo de transição de estados um passo à frente [33] e [42]. Este método implica em um número reduzido de análises adicionais e, por prescindir da hipótese de coerência, traz mais flexibilidade à SMC_{NS} .

Com relação ao nível de eficiência das técnicas não sequenciais destaca-se que, conforme discutido em [30], o número de sorteios NS da SMC_{NS} necessários para que seja atingido um determinado valor para o coeficiente de incerteza relativa β , não depende do tamanho do espaço de estados X ou da complexidade da função teste $F(x)$. Desta forma, dado que a LOLP de um determinado sistema é igual a p , o número de amostras necessárias para sua avaliação (porém não o tempo de processamento) será o mesmo, caso o sistema tenha duas, cem ou mil barras.

Uma forma de aumentar a eficiência da SMC_{NS} está na aplicação de técnicas de redução de variância [30], [70] e [71], cuja ideia 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. Este conceito é uma das fontes de inspiração para a metodologia proposta nesta dissertação de mestrado. Mais especificamente, são explorados aspectos da técnica amostragem por importância, conforme o disposto no Capítulo 3.

2.7. Enumeração de Estados

Em princípio, o procedimento utilizado por uma técnica de enumeração de estados, para o cálculo de $E[F(x)]$, é mais simples que os passos realizados por uma análise via SMC_{NS} . De forma simplificada, todo o procedimento de uma enumeração pode ser resumido nos três passos básicos dados a seguir [30]:

- i) Selecione (enumere) cada estado $x^k \in X$;
- ii) Calcule $F(x^k)$;
- iii) Acumule em um somador o produto $F(x^k) \times P(x^k)$.

As funções teste utilizadas por uma enumeração de estados são as mesmas apresentadas para a SMC_{NS} , por meio das expressões (2.7) a (2.9). Também são válidas as equações (2.10) a (2.13), necessárias para a obtenção dos índices LOLE, EENS e LOLC, assim como as observações tecidas para a LOLC e a LOLF, exceto

aquela relativa ao processo de transição de estados um passo à frente, o qual não se aplica a uma técnica de enumeração de estados.

Observando os três passos básicos apresentados no início desta seção, é fácil concluir que a enumeração de estados, como já indica o seu próprio nome, é um procedimento de contagem, o qual seria rápido e preciso se não dependesse da dimensão do sistema a ser analisado. Infelizmente, o número de estados nos quais o sistema pode residir tem relação exponencial com o número de componentes do vetor de estados x . Por exemplo, para um sistema contendo m equipamentos, todos eles obedecendo ao modelo de Markov da Figura 2.2, o espaço X será formado por 2^m estados. Portanto, para sistemas reais, é possível enumerar apenas um subconjunto X' e calcular valores limites, inferior e superior, para as estimativas, conforme expressões (2.14) e (2.15). No entanto, para sistemas com número elevado de componentes pode ficar impraticável enumerar uma parcela minimamente representativa de X .

$$E[F(x)]_{inf} = \left(\sum_{x^k \in X'} F(x^k) \times P(x^k) \right) + F_{inf} \times (1 - P(X')) \quad (2.14)$$

$$E[F(x)]_{sup} = \left(\sum_{x^k \in X'} F(x^k) \times P(x^k) \right) + F_{sup} \times (1 - P(X')) \quad (2.15)$$

Nas equações (2.14) e (2.15), $P(X')$ é a probabilidade acumulada dos estados $x \in X'$, enquanto F_{inf} e F_{sup} são, respectivamente, os limites inferior e superior adotados para os valores que $F(x)$ pode assumir no subespaço \bar{X}' .

Utilizando a avaliação da LOLP como exemplo, pode-se considerar que: (i) não há corte de carga para todo e qualquer estado pertencente a \bar{X}' (i.e., $F_{inf} = 0$); ou (ii) todo estado pertencente a \bar{X}' apresenta corte de carga (i.e., $F_{sup} = 1$). Por conseguinte:

$$LOLP_{inf} = \left(\sum_{x^k \in X'} F(x^k) \times P(x^k) \right) \quad (2.16)$$

$$LOLP_{sup} = LOLP_{inf} + (1 - P(X')) \quad (2.17)$$

O valor $(1 - P(X'))$, correspondente à diferença entre as estimativas limites definidas para a LOLP, é igual à probabilidade acumulada dos estados não

examinados (i.e., do subespaço \bar{X}'). Se esta é muito pequena, a probabilidade acumulada dos estados de X' pode ser significativamente próxima de um, o que é indispensável para se obter uma boa estimativa para a LOLP. Desenvolver um processo capaz de enumerar um subespaço X' com essa característica ($\lim P(X') = 1,0$), em um tempo de processamento competitivo com o da SMC_{NS} , é o desafio assumido nesta dissertação.

Algumas melhorias como a adoção do ranqueamento (*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 [66].

O método da enumeração de estados é conceitualmente atrativo, pois corresponde a uma extensão direta da análise de contingências (Critério N-1 e N-2), a qual é usualmente mais utilizada no planejamento da transmissão. É também neste setor que a enumeração de estados apresenta menor dificuldade em cobrir uma parcela significativa do espaço de estados. Ocorre que as probabilidades individuais de contingências com maior nível (falhas simultâneas de três ou mais equipamentos) ficam mais reduzidas quando apenas a quebra de componentes de transmissão é considerada. Infelizmente, se a indisponibilidade de equipamentos de geração é incluída, a sua aplicação na avaliação da confiabilidade se torna menos indicada. Neste caso, a probabilidade do espaço de estados, devido às elevadas indisponibilidades dos geradores, fica muito mais dispersa.

Por fim, destaca-se que, historicamente, está bem sedimentada a percepção de que as técnicas baseadas na simulação Monte Carlo são superiores às de enumeração de estados, tanto em eficiência quanto em capacidade de representação [30], [31] e [32]. Nesse contexto, esta dissertação pretende contribuir para a redução da distância entre as técnicas citadas, ampliando a eficiência das relacionadas à enumeração de estados.

2.8. Conclusões

Este capítulo apresentou os conceitos básicos acerca da avaliação da confiabilidade de sistemas de geração e transmissão, tendo como foco a abordagem a espaço de estados, mais especificamente a técnica de enumeração de estados. Foram também apresentados os índices de confiabilidade usualmente avaliados, assim como os modelos mais utilizados para a representação estocástica de equipamentos e da carga.

Procurou-se evidenciar as diferenças conceituais e de aplicação entre os métodos baseados na enumeração e as técnicas de simulação não sequencial, destacando a reconhecida maior eficiência destas últimas. No entanto, as técnicas de enumeração têm uma relação mais próxima com os critérios determinísticos (N-1 e N-2), muito utilizados no planejamento e operação do setor elétrico. Deste modo, é válido envidar esforços visando desenvolver metodologias baseadas na enumeração de estados capazes de alcançar o nível de eficiência apresentado por processos baseados em simulação não sequencial.

3. Amostragem por Importância

3.1. Introdução

A simulação Monte Carlo (SMC), por ser uma ferramenta bastante robusta e flexível, tem sido a mais empregada na avaliação da confiabilidade de sistemas de geração e transmissão (sistemas G&T). Técnicas baseadas em SMC são capazes de se adequar a aspectos do sistema em estudo, como o seu porte e condições operativas, bem como a aspectos de simulação, como a consideração de variáveis com dependência temporal. Um aspecto ao qual tais técnicas não se adequam bem, contudo, é o do grau de raridade dos eventos que se deseja estimar. No caso da confiabilidade de sistemas G&T, uma elevada folga operativa na capacidade de geração e/ou de transmissão pode levar a probabilidades muito reduzidas para os eventos de falha, cujos índices quer-se estimar. Dependendo da raridade da falha, a SMC, cuja convergência se baseia na variância relativa apresentada pelas estimativas, pode ser severamente impactada do ponto de vista computacional. Em princípio, isto é mais esperado quando se deseja obter (e convergir) índices para uma determinada barra e se considera modelos horários de carga.

No intuito de aprimorar a eficiência computacional de ferramentas como a SMC, diversas técnicas de redução de variância (VRT - *Variance Reduction Techniques*) são empregadas. Dentre as principais, a amostragem por importância (IS - *Importance Sampling*) é considerada a VRT fundamental [72], sendo escolhida para integrar o método proposto por esta dissertação de mestrado, e, portanto, é a única técnica aqui apresentada.

Salienta-se, entretanto, que a técnica IS será empregada apenas parcialmente. Sua aplicação terá como norte a classificação dos equipamentos de um sistema G&T, quanto ao grau de sua relevância para um determinado tipo de falha, observada para o sistema ou área/barra de interesse. Portanto, neste capítulo será realizada uma breve descrição da técnica IS, dedicando especial atenção ao aspecto que é de interesse à metodologia proposta neste trabalho.

3.2. Conceituação Básica

Em uma SMC, cada parâmetro estimado (índice de confiabilidade no caso desta dissertação de mestrado) é uma variável aleatória de saída, a qual tem associada a si uma variância amostral que define a sua precisão. Uma VRT atua em conjunto com a SMC com a finalidade de aumentar a precisão das estimativas dos parâmetros/índices para um certo tamanho de amostra.

As variáveis aleatórias de saída de uma simulação são formadas pela identificação de determinados eventos, os quais são resultantes dos estados amostrados para as variáveis aleatórias de entrada. Dito isso, é fácil notar que certas variáveis de entrada apresentarão relação mais forte com as de saída do que outras. Tais variáveis, se enfatizadas (i.e., tendo seus estados de interesse amostrados com maior frequência que os demais), levam à redução das variâncias das estimativas. Este raciocínio pode ser entendido como a ideia central da amostragem por importância, de modo que sua metodologia básica consiste em encontrar uma distribuição de probabilidade conjunta que privilegie determinadas realizações de certas variáveis aleatórias de entrada, em um processo de amostragem.

Uma observação importante é a de que a aplicação direta de uma distribuição diferente da original, na SMC, resultaria em uma simulação tendenciosa. Contudo, utilizando-se um procedimento de ponderação, como a razão de verossimilhança, é possível compensar o efeito descrito, garantindo estimativas não tendenciosas.

Observe, agora, que o grande desafio da IS reside em escolher, determinar, ou estimar a nova distribuição de probabilidade. Uma excelente ferramenta para este fim é o método da Entropia Cruzada (CE – *Cross Entropy*), o qual é fruto do trabalho desenvolvido por Homem-de-Mello e Rubinstein, em 2002 [73], e posteriormente formalizado por Rubinstein e Kroese, em 2004 [74]. Tal ferramenta consiste em um procedimento de otimização iterativo rápido de dois estágios, que combina os conceitos da própria IS com os da teoria de entropia cruzada (mais especificamente: a divergência de Kullback-Leibler).

O emprego do método CE na avaliação da confiabilidade de sistemas de potência via SMC, quando o evento falha é raro, foi bem explorado nos trabalhos de mestrado e doutorado de Fernández ([75] e [76]) e Castro ([77] e [78]), com divulgação em [27], [45], [46], [79] e [80], assim como por outros autores (e.g., [49]).

No presente trabalho de dissertação de mestrado, porém, propõe-se uma nova técnica para a análise da confiabilidade de sistemas G&T que seja competitiva com a SMC não sequencial, sem ter preocupação direta com a raridade da falha. Salienta-se que para o caso de eventos raros, a metodologia proposta pode incorporar, por meio de uma simulação prévia ou embarcada, as técnicas utilizadas em [27], [45], [79] e [80]. Portanto, apenas a técnica IS foi empregada.

3.3. Formulação Matemática Básica

Esta seção apresenta, inicialmente, a formulação matemática básica da técnica IS, a qual foi em grande parte extraída de [72]. Com foco no objetivo do método proposto, é também apresentada uma abordagem específica, a qual é destinada à obtenção de uma nova distribuição de probabilidade para processos estocásticos discretos com variáveis aleatórias estatisticamente independentes e com distribuição de Bernoulli.

3.3.1. Abordagem Geral

Seja $\mathbf{X} = [X_1, X_2, \dots, X_n]$ um vetor aleatório que assume valores no espaço \mathcal{X} . Seja, ainda, $\{f(\mathbf{X}; \sigma)\}$ uma família paramétrica de funções densidade de probabilidade (pdf - *probability density function*) no espaço \mathcal{X} , onde σ é o vetor real de parâmetros. Para um problema contínuo, o valor esperado de uma função mensurável $H(\mathbf{X})$ qualquer é dado por:

$$E_{\sigma}[H(\mathbf{X})] = \int_{\mathcal{X}} \dots \int_{\mathcal{X}} H(x_1, \dots, x_n) f(x_1, \dots, x_n) dx_1 \dots dx_n \quad (3.1)$$

Já para um problema discreto, as integrais dão lugar a somatórios, tal como:

$$E_{\sigma}[H(\mathbf{X})] = \sum_{X_1^k \in \mathcal{X}} \dots \sum_{X_n^k \in \mathcal{X}} H(X_1^k, \dots, X_n^k) f(X_1^k, \dots, X_n^k) \quad (3.2)$$

Seja, ainda, $S(\mathbf{X})$ uma função real no espaço \mathcal{X} , denominada por função de desempenho, e γ um número real. Considere que o objetivo seja estimar a probabilidade ℓ , tal que $S(\mathbf{X}) \geq \gamma$ e que \mathbf{X} obedece à pdf conjunta $f(\mathbf{X}; u)$ com vetor de parâmetros $\sigma = u$. Esta probabilidade pode ser expressa como:

$$\ell = P_u\{S(\mathbf{X}) \geq \gamma\} = E_u[I_{\{S(\mathbf{X}) \geq \gamma\}}] \quad (3.3)$$

Neste caso, $H(\mathbf{X})$ é substituída pelo avaliador de uma expressão lógica ($I_{\{S(\mathbf{X}) \geq \gamma\}}$), o qual fornece o valor um, se $\{S(\mathbf{X}) \geq \gamma\}$ é verdadeiro, ou zero, em caso contrário.

Generalizando, a função teste $H(\mathbf{X}) = I_{\{\text{expressão lógica}\}}$ assume um valor real α , se $\{\text{expressão lógica}\}$ é verdadeira, ou recebe zero, em caso contrário.

Considere, agora, que seja possível obter uma nova pdf conjunta $f(\mathbf{X}; v)$, da mesma família da pdf conjunta $f(\mathbf{X}; u)$, mas com vetor de parâmetros $\sigma = v$. Para fins de maior clareza no equacionamento, $f(\mathbf{X}; v)$ será representado por $g(\mathbf{X}; v)$. Então, em um problema contínuo, uma probabilidade ℓ , que originalmente seria obtida por (3.4), pode ser calculada pela eq. (3.5).

$$\ell = E_u[H(\mathbf{X})] = \int_{\mathbf{x}} (H(\mathbf{x}))f(\mathbf{x}; u)d\mathbf{x} \quad (3.4)$$

$$\ell = E_v \left[H(\mathbf{X}) \frac{f(\mathbf{X}; u)}{g(\mathbf{X}; v)} \right] = \int_{\mathbf{x}} \left(H(\mathbf{x}) \frac{f(\mathbf{x}; u)}{g(\mathbf{x}; v)} \right) g(\mathbf{x}; v) d\mathbf{x} \quad (3.5)$$

Na eq. (3.5) o subscrito v significa que o valor esperado E_v é obtido por meio de $g(\mathbf{X}; v)$, enquanto o seu argumento indica que o cálculo da expectância de $H(\mathbf{X})$ é compensado pela razão entre f e g para cada realização de \mathbf{X} , de modo que o valor esperado E_v é não tendencioso.

Tomando uma amostra aleatória $\mathbf{X}^1, \dots, \mathbf{X}^k, \dots, \mathbf{X}^m$ de $g(\mathbf{x}; v)$, o valor de ℓ pode ser estimado utilizando o seguinte estimador não tendencioso:

$$\tilde{\ell} = \tilde{E}_v = \frac{1}{m} \sum_{k=1}^m H(\mathbf{X}^k) \frac{f(\mathbf{X}^k; u)}{g(\mathbf{X}^k; v)} \quad (3.6)$$

Tal estimador é chamado de estimador amostragem por importância (estimador IS). A pdf conjunta $g(\mathbf{X}; v)$ é denominada por pdf amostragem por importância (pdf IS), enquanto a razão $\frac{f(\mathbf{X}; u)}{g(\mathbf{X}; v)}$ é chamada de razão de verossimilhança.

3.3.2. Abordagem Específica

Como já foi destacado, não faz parte do escopo deste trabalho de dissertação empregar todas as etapas da ferramenta IS, de modo que não se pretende estimar parâmetros/índices, via SMC, com o estimador IS. Por outro lado, tem-se o objetivo de utilizar a pdf IS para classificar as variáveis de entrada quanto à sua influência no índice a ser obtido via enumeração de estados. Portanto, é apresentado, a seguir, um procedimento especificamente proposto para obtenção da pdf IS para variáveis aleatórias de entrada que seguem distribuição de Bernoulli.

Primeiramente, é necessário lembrar que, em um processo estocástico discreto, se o vetor \mathbf{X} é composto por n variáveis aleatórias estatisticamente independentes, as pdfs conjuntas, original e IS, podem ser obtidas como o produto entre as pdfs marginais, tal como em (3.7) e (3.8).

$$f(\mathbf{X}; u) = \prod_{i=1}^n f_i(X_i; u_i) \quad (3.7)$$

$$g(\mathbf{X}; v) = \prod_{i=1}^n g_i(X_i; v_i) \quad (3.8)$$

Dessa forma, é possível desagregar as pdfs das variáveis aleatórias de \mathbf{X} , de modo que cada $X_i \in \mathbf{X}$ terá associada a si um parâmetro (ou subvetor de parâmetros) v_i . Adicionalmente, pode-se encontrar a relação direta que cada variável aleatória tem com o evento que se busca capturar por meio de $H(\mathbf{X})$. Um caminho para este fim reside em executar uma SMC, gerando uma amostra aleatória $\mathbf{X}^1, \dots, \mathbf{X}^k, \dots, \mathbf{X}^m$ a partir das pdfs marginais originais $f_i(X_i; u_i)$. Tal procedimento tem a finalidade de identificar um evento específico para cada X_i . Isto é, para cada variável aleatória, deve-se identificar uma função teste que indica o impacto do seu estado amostrado X_i^k para o resultado de $H(\mathbf{X}^k)$.

Pode-se definir, então, $H_{IS}(X_i^k)$ como a função teste amostragem por importância da variável aleatória X_i , no seu estado X_i^k . Agora, observando o caso específico de distribuições de Bernoulli, tem-se que o estimador de $H_{IS}(X_i^k)$ pode ser entendido também como a estimativa de um novo valor (v_i) para o parâmetro unidimensional σ_i , obtendo, assim, a pdf IS de X_i . Logo, considerando NS estados amostrados pela SMC, o valor v_i pode ser obtido por:

$$v_i = \tilde{E}_u[H_{IS}(X_i)] = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} H_{IS}(X_i^k) \quad (3.9)$$

onde o subscrito u indica que a estimativa é obtida a partir da amostragem em $f(\mathbf{X}; u)$. Mais especificamente, informa-se que a amostragem é realizada por meio das pdfs marginais originais $f_i(X_i; u_i)$.

3.4. Conclusões

Este capítulo apresentou os principais conceitos da amostragem por importância, a qual é reconhecida como a técnica de redução de variância fundamental. A partir de sua formulação básica chegou-se a uma formulação específica, a qual dá sustentação a uma parcela inicial da metodologia proposta nesta dissertação, com o objetivo de aprimorar técnicas de enumeração de estados.

Salienta-se que, ao propor um novo método para a análise da confiabilidade de sistemas de geração e/ou transmissão, o qual seja baseado em técnicas de enumeração de estados, depara-se, invariavelmente, com a sua principal deficiência: a elevada sensibilidade ao tamanho do espaço de estados. Tal deficiência é fator crítico até mesmo para a avaliação de sistemas de geração de médio a grande porte, para os quais a análise de adequação de estados é muito mais simples que a de sistemas G&T (foco deste trabalho).

De forma heterodoxa, foi em técnicas que visam o aprimoramento de processos de amostragem que se encontrou um caminho para lidar com as deficiências de um processo de contagem (i.e., a enumeração de estados). A amostragem por importância como ferramenta de redução de variância não apresenta nenhuma utilidade óbvia para a enumeração. Contudo, um produto da IS destacado neste capítulo, o vetor de parâmetros da pdf IS, pode ser visto como um elemento classificador das variáveis aleatórias de entrada (i.e., dos equipamentos G&T) quanto à respectiva influência na obtenção de estados de falha no sistema ou região de interesse. Por meio deste classificador, pretende-se aumentar a eficiência de uma técnica de enumeração, habilitando-a a percorrer regiões com maior concentração de estados severos/prováveis e, assim, lidar com a explosão combinatória dos estados de um sistema de médio a grande porte. A forma como se dará a obtenção deste classificador e o seu emprego na metodologia proposta é alvo do próximo capítulo.

4. Metodologia

4.1. Introdução

Como definido no Capítulo 1, o propósito desse trabalho de dissertação de mestrado é desenvolver um método de avaliação da confiabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão (sistemas G&T) capaz de competir com a simulação Monte Carlo não sequencial (SMC_{NS}). O método proposto é fruto da combinação de aspectos de uma ferramenta de redução de variância, a amostragem por importância (*Importance Sampling* - IS), com a enumeração de estados. Como resultado tem-se o programa enumeração de estados de lista qualificada obtida via processo baseado em amostragem por importância (Enumeração de Lista obtida via Amostragem por Importância - ELAI).

O presente capítulo consta, então, da metodologia desenvolvida para a construção da ferramenta ELAI, a qual é dividida em duas fases:

- i. obtenção da lista qualificada via processo baseado em IS – Fase 1;
- ii. enumeração de estados da lista qualificada – Fase 2.

Portanto, este capítulo dedica duas seções à descrição do método, uma para cada fase do ELAI. Antes, porém, apresenta-se uma seção designada para a classificação e nomenclatura adotada para os índices de confiabilidade. Na seção final são apresentadas as conclusões acerca da metodologia.

4.2. Classificação Adotada para os Índices de Confiabilidade

Um dado índice de confiabilidade, obtido para um sistema G&T, pode ser representado por: IND^G , para destacar que somente equipamentos de geração podem falhar; ou IND^T , quando somente falhas de transmissão são aceitas; ou, ainda, $IND^{G\&T}$, quando ambas as falhas são permitidas. Em cada um dos casos acima, os índices obtidos podem ser desagregados em IND_{BG} , para indicar a parcela devida a

eventuais cortes identificados no balanço de geração (parcela sempre nula para um IND^T), e IND_{PBG} , para receber a parcela posterior ao balanço de geração. Portanto, os cortes PBG são aqueles apontados por meio de um fluxo de potência ótimo. Os índices totais (i.e., não desagregados) podem ser denotados por IND_C , pois correspondem a uma adequada combinação das parcelas BG e PBG. Observe que apenas para índices de energia o valor obtido para um IND_C é exatamente igual à soma das parcelas BG e PBG.

Então, em uma enumeração de estados considerando a falha de equipamentos de geração e transmissão, a qual é aplicável somente a sistemas G&T, são obtidos índices do tipo $IND_{BG}^{G\&T}$, $IND_{PBG}^{G\&T}$ e $IND_C^{G\&T}$. Já uma enumeração considerando apenas a falha de equipamentos de geração fornece somente os índices do tipo IND_{BG}^G , que são idênticos aos do tipo $IND_{BG}^{G\&T}$, assim como aos índices obtidos pela avaliação de confiabilidade de um sistema de geração.

Definida a classificação adotada para os índices de confiabilidade, pode-se estabelecer uma conotação específica para o termo falha (i.e., incapacidade de suprimento pleno da carga). Primeiro, deve-se ter em mente que a falha de um sistema pode estar relacionada a problemas do tipo BG, ou do tipo PBG. Adicionalmente, tem-se que este trabalho não se restringe ao estudo das falhas do sistema como um todo, integrando também o estudo localizado da falha (i.e., por área ou barra de interesse). Portanto, a partir da próxima seção, quando o termo falha for invocado, deve-se considerar a falha em estudo, isto é, o seu tipo (BG/PBG) e a sua localização (sistema ou área/barra de interesse).

Por fim, tendo em vista o que foi exposto nesta seção, pode-se apontar de que forma os cortes são aplicados na avaliação de adequação de estados neste trabalho. No caso das falhas do tipo BG, tem-se que os cortes são distribuídos de maneira proporcional entre as barras, respeitando o fator de participação (i.e., razão entre a carga da barra e do sistema). Sendo assim, os índices de probabilidade BG serão idênticos para todas as barras, enquanto os de energia serão proporcionais ao fator de participação. Contrariamente, os cortes do tipo PBG são aplicados de acordo com a solução de um fluxo de potência ótimo linearizado, e, portanto, todos os índices correspondentes serão localizados (i.e., as barras são impactadas distintamente).

4.3.

Fase 1 do ELAI – Obtenção da Lista Qualificada via Processo Baseado em Amostragem por Importância

Antes de iniciar a apresentação da abordagem adotada para obtenção de listas de equipamentos, cabe salientar que é possível encontrar na literatura diversos artigos sobre ranqueamento de contingências: [81], [82] e [83]. Em geral, são trabalhos com aplicação no dia a dia da operação e consideram, em sua maioria, apenas contingências simples e duplas, podendo incluir algumas contingências de terceira ordem. Portanto, as técnicas utilizadas nesses trabalhos não são capazes de identificar os equipamentos mais críticos para contingências de maior ordem. Tais equipamentos são vitais para a obtenção de índices de confiabilidade mais precisos, devendo ser preferencialmente enumerados (i.e., jamais podem ser excluídos de qualquer processo otimizado/simplificado de enumeração).

O intento inicial desse trabalho de dissertação de mestrado era obter uma lista qualificada de equipamentos utilizando o método da Entropia Cruzada (*Cross Entropy* - CE), o qual foi empregado com sucesso na avaliação da confiabilidade de sistemas de geração [75] e [45], e de sistemas G&T [76] e [79], bem como no dimensionamento de reserva operativa [77] e [27]. Contudo, foi verificado no desenvolvimento do método ELAI que apenas aspectos da técnica de amostragem por importância (IS - *Importance Sampling*), a qual integra o método CE, seriam necessários, em especial, aqueles relacionados à etapa de estimação de nova distribuição de probabilidade, a qual favorece a identificação de um determinado evento (Subseção 3.3.2).

Nesta dissertação de mestrado, uma nova distribuição de probabilidade será estimada para a indisponibilidade de cada equipamento, a partir de uma função teste relacionada somente a ele, a qual é proposta com o objetivo de favorecer a identificação do evento falha (no sistema ou em uma área/barra de interesse).

4.3.1.

Lista Qualificada

Do estudo da confiabilidade de sistemas G&T pode-se observar que, para cada avaliação da confiabilidade realizada (e.g., análise de problemas PBG com impacto em uma determinada barra), existe um grupo diferente de equipamentos do sistema com maior participação na formação dos índices. Já do ponto de vista do

equipamento, tem-se que, individualmente, cada um apresenta um grau de importância diferente para uma determinada falha. Sob essa perspectiva, é possível determinar a contribuição de um dado equipamento para cada estado com o tipo de falha especificado. Isto define o evento a ser identificado, qual seja, a relevância deste equipamento para a falha escolhida (i.e., o evento relevância). Pode-se, então, elaborar um processo capaz de qualificar cada equipamento de um sistema quanto ao grau de sua relevância para a falha em estudo. Como resultado tem-se uma lista composta com os equipamentos que, em princípio, mais contribuem para a formação dos índices de confiabilidade para o tipo de falha especificado. Tal lista é denominada por Lista Qualificada.

O processo de obtenção da Lista Qualificada, baseado em IS, consiste em uma breve simulação Monte Carlo não sequencial (denotada por MCF1 – Monte Carlo da Fase 1), a qual incorpora uma função teste de relevância no seu processo de avaliação dos estados amostrados. Por meio desta nova função teste, o evento relevância de cada equipamento (e respectiva função distribuição de probabilidade individual) é capturado. A probabilidade deste evento, quantificada pela estimativa do valor esperado da função teste, corresponde a uma nova indisponibilidade, que será chamada de indisponibilidade distorcida.

Nas duas próximas subseções, serão descritos, respectivamente, os dois tipos de Lista Qualificada necessários ($Lista_G$ e $Lista_{G\&T}$) e o procedimento utilizado para a avaliação da relevância e obtenção da indisponibilidade distorcida de cada equipamento de um sistema, cujo produto final são as listas G e $G\&T$. A quarta, e última, subseção define os parâmetros e variáveis que participam do processo da Fase 1 do ELAI, e apresenta o algoritmo descritivo.

4.3.2.

Distinção da Lista Qualificada em $Lista_G$ e $Lista_{G\&T}$

Conforme já destacado, esta dissertação tem como foco a avaliação da confiabilidade de sistemas $G\&T$. Em princípio, isso significa que a Fase 2 do ELAI deve obter índices dos tipos $IND_{BG}^{G\&T}$, $IND_{PBG}^{G\&T}$ e $IND_C^{G\&T}$ (descritos na Seção 4.2) a partir de uma única Lista Qualificada. Deve-se pensar, porém, que um gerador pode ser relevante para falhas BG, mas irrelevante para falhas PBG, e vice-versa, sem contar que os equipamentos de transmissão são pertinentes somente à falha PBG. Adicionalmente, destaca-se que sistemas reais de médio/grande porte possuem reserva

estática muito superior à magnitude das maiores unidades geradoras, o que, em geral, produz grande disparidade e desconexão entre os índices BG e PBG. Portanto, tem-se que a relação dos equipamentos relevantes para estes dois tipos de falha tende a ser bem diferente.

Adicionalmente, sabe-se que o esforço computacional necessário para a enumeração de uma lista de equipamentos aumenta exponencialmente com o seu tamanho. Portanto, é necessário obter e enumerar uma lista para cada tipo de falha. O que não é necessário é executar uma MCF1 para obter cada lista. Assim como as falhas BG e PBG podem ser detectadas paralelamente na avaliação de um estado, dois testes de relevância (para falha BG e PBG) podem ser executados paralelamente. Dessa forma, cabe destacar que os coeficientes de incerteza relativa de cada tipo de falha podem ser utilizados na interrupção dos respectivos processos de avaliação de estados, e, conseqüentemente, dos procedimentos utilizados para a avaliação da relevância e obtenção da indisponibilidade distorcida de cada equipamento.

Finalmente, cabe esclarecer que a $Lista_G$, composta apenas por equipamentos de geração, tem a finalidade de alimentar um processo de enumeração que se propõe a encontrar índices do tipo IND_{BG}^G (ou $IND_{BG}^{G\&T}$). Complementarmente, a $Lista_{G\&T}$ vai alimentar um processo de enumeração com foco em índices do tipo $IND_{PBG}^{G\&T}$. Portanto, os processos de obtenção da $Lista_G$ e da $Lista_{G\&T}$ podem ser executados simultaneamente e de forma desvinculada.

4.3.3. Avaliação da Relevância

O processo de avaliação da relevância é atualizado toda vez que um estado com o tipo de falha escolhido (e.g., falha por problemas PBG em uma dada área do sistema) é encontrado. O procedimento necessário consiste em reparar, alternadamente, aqueles equipamentos que se encontram fora de operação e realizar análises adicionais, visando identificar aqueles que contribuíram para a falha em questão.

Em princípio, para falhas do tipo BG, todo gerador indisponível contribui para o corte da carga. Isto se deve à natureza da análise de déficit de geração, na qual o somatório da carga é comparado com a capacidade de geração disponível. Contudo, para as do tipo PBG, não se pode afirmar o mesmo acerca dos geradores e circuitos quebrados. De qualquer maneira, mesmo em falhas BG, o reparo de um

gerador indisponível pode não ser suficiente para eliminar o déficit da geração. Esse é o conceito que será adotado para determinar se um elemento do sistema é ou não importante para a falha em estudo. Assim, tem-se que o evento relevância de um dado equipamento é composto pelo conjunto dos estados de falha para os quais a condição indisponível deste equipamento é essencial (i.e., o reparo do equipamento leva o estado para a condição de sucesso).

O custo computacional para a identificação dos estados pertencentes ao evento relevância, de cada equipamento, para falhas do tipo BG é desprezível frente ao necessário para as falhas PBG (a qual necessita de um fluxo de potência ótimo). Portanto, o tempo de processamento é essencialmente consumido pela parcela da avaliação da relevância que é destinada à obtenção da $Lista_{G\&T}$.

Como deve estar claro, todo o processo de avaliação da relevância, necessário para a obtenção das listas qualificadas, está embarcado em uma plataforma MCF1. Então, além de um primeiro custo computacional, necessário para a MCF1, há o custo das análises adicionais, necessárias para identificação do evento relevância. Este segundo custo tem relação apenas linear com o número de equipamentos indisponíveis em estados de falha. Quanto ao primeiro custo computacional (o que vale indiretamente para as análises adicionais), destaca-se que a incerteza utilizada no Monte Carlo que dá suporte à Fase 1 do ELAI, não precisa ser comparável às necessárias para obtenção de índices de confiabilidade. Com esta questão em mente, conclui-se que ambos os custos decaem exponencialmente com o aumento da incerteza utilizada para a interrupção do processo. Completando, com relação ao segundo custo, salienta-se que o número de análises adicionais não é elevado, sendo dado pelo produto entre o número de estados de falha (do tipo especificado) amostrados e o número médio de equipamentos fora de operação, encontrados nestes estados.

Felizmente, e principalmente para os casos de falhas em uma área ou barra de interesse, o número de estados de falha amostrado deve ser pequeno, assim como o de equipamentos fora de operação que compõem cada um destes estados. É certo, porém, que, mesmo sendo em quantidade reduzida, as análises adicionais do MCF1 implicam em um esforço inexistente em uma SMC_{NS} , cuja eficiência representa uma meta a ser atingida pelo ELAI. Contudo, a possibilidade de utilizar “elevados” limites para os coeficientes de incerteza permite que a Fase 1 do ELAI seja realizada

em tempo muito reduzido quando comparado ao da SMC_{NS} , proporcionando bastante folga temporal para a execução da Fase 2.

A seguir são apresentados os algoritmos utilizados para avaliação da relevância para a falha BG e PBG. O primeiro algoritmo, destinado à obtenção da $Lista_G$, considera apenas a quebra de equipamentos de geração e uma análise via modelo barra única. Já o segundo, dedicado à $Lista_{G\&T}$, considera todo o sistema G&T, tanto para a quebra de equipamentos, quanto para a análise dos estados.

Algoritmo de avaliação da relevância BG

- i) Incremente o contador do número de falhas BG: $NF_{BG} = NF_{BG} + 1$;
- ii) Inicie o contador do número de estações geradoras: $IEG = 0$;
- iii) Incremente $IEG \rightarrow IEG = IEG + 1$;
- iv) Se uma ou mais unidades da estação geradora EG_{IEG} estiverem indisponíveis no estado x^k , repare uma unidade, produzindo o novo estado x^{k-IEG} ; senão, retorne ao passo iii);
- v) Avalie o estado x^{k-IEG} ;
- vi) Avalie a função teste de relevância BG ($F_{rel_{BG}}$) para a EG_{IEG} , por meio da eq. (4.1);
- vii) Atualize $\tilde{E}_{BG}^{EG_{IEG}}$ (i.e., atualize a estimativa da indisponibilidade distorcida da EG_{IEG} , para falha BG), por meio da eq. (4.2);
- viii) Retorne a unidade reparada em iv) para a condição de falha;
- ix) Se $IEG < NEG$ (número total de estações geradoras), retorne ao passo iii); senão, retorne ao algoritmo descritivo da Fase 1.

$$F_{rel_{BG}}(x^{k-IEG}) = \begin{cases} 0, & \text{se } x^{k-IEG} \text{ é estado de falha BG} \\ \frac{Uni_{Ind}^{IEG}}{Uni^{IEG}}, & \text{se } x^{k-IEG} \text{ é estado de sucesso BG} \end{cases} \quad (4.1)$$

onde:

Uni_{Ind}^{IEG} – número de unidades de EG_{IEG} indisponíveis no estado x^k ;

Uni^{IEG} – número total de unidades geradoras de EG_{IEG} .

$$\tilde{E}_{BG}^{EG_{IEG}}(F_{rel_{BG}}(x^{k-IEG})) = \left(\frac{1}{NF_{BG}} \right) \sum_{x^k \in X_G} F_{rel_{BG}}(x^{k-IEG}) \quad (4.2)$$

onde X_G é o conjunto dos NF_{BG} estados de falha BG amostrados.

Algoritmo de avaliação da relevância PBG

- i) Incremente o número de falhas PBG: $NF_{PBG} = NF_{PBG} + 1$;
- ii) Inicie os contadores de estações geradoras e de circuitos: $\begin{cases} IEG = 0; \\ ICI = 0 \end{cases}$;
- iii) Incremente $IEG \rightarrow IEG = IEG + 1$;
- iv) Se uma ou mais unidades da estação geradora EG_{IEG} estiverem indisponíveis no estado x^k , repare uma unidade, produzindo o novo estado x^{k_IEG} ; senão retorne ao passo iii);
- v) Avalie o estado x^{k_IEG} ;
- vi) Avalie a função teste de relevância PBG de estações geradoras ($F_{rel_PBG}^{EG}$) para a EG_{IEG} , por meio da eq. (4.3);
- vii) Atualize $\tilde{E}_{PBG}^{EG_IEG}$ (i.e., atualize a estimativa da indisponibilidade distorcida da EG_{IEG} , para falha PBG), por meio da eq. (4.4);
- viii) Retorne a unidade reparada em iv) para a condição de falha;
- ix) Se $IEG < NEG$ (número total de estações geradoras), retorne ao passo iii);
- x) Incremente $ICI \rightarrow ICI = ICI + 1$;
- xi) Se o circuito CI_{ICI} estiver indisponível no estado x^k , repare-o, produzindo o novo estado x^{k_ICI} ; senão retorne ao passo x);
- xii) Avalie o estado x^{k_ICI} ;
- xiii) Avalie a função teste de relevância PBG de circuitos ($F_{rel_PBG}^{CI}$) para o CI_{ICI} , por meio da eq. (4.5);
- xiv) Atualize $\tilde{E}_{PBG}^{CI_ICI}$ (i.e., atualize a estimativa da indisponibilidade distorcida do CI_{ICI} , para falha PBG), por meio da eq. (4.6);
- xv) Retorne o circuito reparado em xi) para a condição de falha;
- xvi) Se $ICI < NCI$ (número total de circuitos), retorne ao passo x); senão, retorne ao algoritmo descritivo da Fase 1.

$$F_{rel_PBG}^{EG}(x^{k_IEG}) = \begin{cases} 0, & \text{se } x^{k_IEG} \text{ é estado de falha PBG} \\ \frac{Uni_{Ind}^{IEG}}{Uni^{IEG}}, & \text{se } x^{k_IEG} \text{ é estado de sucesso PBG} \end{cases} \quad (4.3)$$

$$\tilde{E}_{PBG}^{EG_IEG}(F_{rel_PBG}^{EG}(x^{k_IEG})) = \left(\frac{1}{NF_{PBG}} \right) \sum_{x^k \in X_{PBG}} F_{rel_PBG}^{EG}(x^{k_IEG}) \quad (4.4)$$

$$F_{rel_{PBG}}^{CI}(x^{k_{ICI}}) = \begin{cases} 0, & \text{se } x^{k_{ICI}} \text{ é estado de falha PBG} \\ 1, & \text{se } x^{k_{ICI}} \text{ é estado de sucesso PBG} \end{cases} \quad (4.5)$$

$$\tilde{E}_{PBG}^{CI_{ICI}}(F_{rel_{PBG}}^{CI}(x^k)) = \left(\frac{1}{NF_{PBG}}\right) \sum_{x^k \in X_{PBG}} F_{rel_{PBG}}^{CI}(x^{k_{ICI}}) \quad (4.6)$$

onde X_{PBG} é o conjunto dos NF_{PBG} estados de falha PBG amostrados.

Analizando os algoritmos descritos nessa subseção, algumas conclusões podem ser extraídas acerca da obtenção das indisponibilidades distorcidas. Durante o processo de avaliação da relevância, dentro do universo dos estados de falha do tipo em análise, quanto mais vezes um equipamento aparece indisponível e se mostra essencial para a ocorrência da falha, maior será o valor da sua indisponibilidade distorcida, indicando maior contribuição para os índices de confiabilidade. De modo contrário, um equipamento que, mesmo frequentemente indisponível, não costuma ser essencial para a falha (ou que costuma ser essencial, mas aparece pouco, por ser muito confiável), apresentará indisponibilidade distorcida reduzida, indicando menor contribuição para os índices. Adicionalmente, um equipamento que aparece indisponível, com qualquer frequência, mas nunca é essencial para a falha, apresentará indisponibilidade distorcida nula, indicando nenhuma relevância para os índices.

4.3.4. Algoritmo Descritivo da Fase 1

Antes de apresentar os passos que regem a Fase 1 do ELAI, deve-se definir os parâmetros e as variáveis necessários ao controle de seu processo.

Os parâmetros a serem apresentados são aqueles empregados no monitoramento da convergência do MCF1, utilizado para dar suporte ao processo de obtenção das listas qualificadas. Cabe lembrar que os índices calculados pelo MCF1 não devem ser considerados em nenhuma análise, haja vista o baixo nível de convergência por eles apresentado. No entanto, esta convergência é utilizada para indiretamente controlar a quantidade de estados amostrados com o tipo de falha escolhido. Deve se ter em mente que existe uma quantidade mínima destes estados, a qual é necessária para permitir uma consistente classificação, quanto ao nível de relevância, dos equipamentos do sistema. Têm-se, então, os seguintes parâmetros:

- **Limite de incerteza para os índices BG** ($\beta_{max}^{MCF1_BG}$)

Este parâmetro é utilizado para controlar os passos destinados à avaliação da relevância BG. Portanto, assim que todos os índices de déficit de geração apresentem incertezas relativas inferiores a $\beta_{max}^{MCF1_BG}$, a respectiva parcela do algoritmo da Fase 1 é interrompida;

- **Limite de incerteza para os índices PBG** ($\beta_{max}^{MCF1_PBG}$)

Analogamente ao parâmetro anterior, o $\beta_{max}^{MCF1_PBG}$ é utilizado para controlar os passos destinados à avaliação da relevância PBG, interrompendo a respectiva parcela do algoritmo da Fase 1, assim que todos os índices PBG apresentem incertezas relativas inferiores a ele;

- **Número máximo de sorteios do MCF1** (NS_{max}^{MCF1})

Para o caso de um sistema, ou área/barra de interesse, extremamente confiável, o número de sorteios de Monte Carlo, necessário para alcançar os parâmetros anteriores, pode ficar muito elevado. Isto pode ocorrer também por erros nos dados do sistema. Com a finalidade de impedir um prolongamento excessivo para o processo de obtenção das listas qualificadas, é utilizado o parâmetro NS_{max}^{MCF1} , o qual delimita o número de sorteios utilizados, tanto para a análise considerando somente o parque de geração, quanto para a análise de todo o sistema (G&T).

Também com a finalidade de controlar o processo de obtenção da relevância, são utilizadas as seguintes variáveis:

- NS – contador de sorteios;
- β^{BG} – maior coeficiente de incerteza relativa dos índices BG no presente sorteio;
- β^{PBG} – maior coeficiente de incerteza relativa dos índices PBG no presente sorteio.

Compreendidos os parâmetros e variáveis que integram o processo de obtenção das listas qualificadas, é possível completar os passos básicos que reproduzem a metodologia proposta para a Fase 1 do ELAI. Para isso, os passos são divididos em três algoritmos, o principal, que norteia as etapas gerais, e os algoritmos dos testes de relevância para falha BG e PBG, apresentados na subseção anterior. O algoritmo principal é disponibilizado a seguir.

Algoritmo descritivo da FASE 1

- i) Defina os valores dos parâmetros $\beta_{max}^{MCF1_BG}$, $\beta_{max}^{MCF1_PBG}$ e NS_{max}^{MCF1} ;
- ii) Inicie as variáveis de controle do MCF1: $\begin{cases} NS = 0 \\ \beta^{BG} = 1,0 \text{ pu} \\ \beta^{PBG} = 1,0 \text{ pu} \end{cases}$;
- iii) Inicie as variáveis utilizadas na avaliação da relevância: $\begin{cases} NF_{BG} = 0 \\ NF_{PBG} = 0 \end{cases}$;
- iv) Atualize $NS \rightarrow NS = NS + 1$;
- v) Sorteie um vetor $x^k \in X$ (i.e., amostre os estados dos equipamentos de geração e transmissão) a partir de sua distribuição de probabilidade $P(X)$;
- vi) Avalie o estado x^k amostrado;
- vii) Se $\beta^{BG} \leq \beta_{max}^{MCF1_BG}$, vá para o passo *xiv*);
- viii) Se o estado x^k amostrado não apresenta falha BG, vá para o passo *xiv*);
- ix) Execute o algoritmo de avaliação da relevância BG;
- x) Avalie as funções teste dos índices BG para o estado x^k amostrado;
- xi) Estime os índices BG;
- xii) Calcule os coeficientes de incerteza relativa dos índices BG;
- xiii) Atualize β^{BG} ;
- xiv) Se $\beta^{PBG} \leq \beta_{max}^{MCF1_PBG}$, vá para o passo *xxi*);
- xv) Se o estado x^k amostrado não apresenta falha PBG na região (sistema ou área ou barra) de interesse, vá para o passo *xxi*);
- xvi) Execute o algoritmo de avaliação da relevância PBG;
- xvii) Avalie as funções teste dos índices PBG para o estado x^k amostrado;
- xviii) Estime os índices PBG;
- xix) Calcule os coeficientes de incerteza relativa dos índices PBG;
- xx) Atualize β^{PBG} ;
- xxi) Se $(\beta^{BG} > \beta_{max}^{MCF1_BG} \text{ ou } \beta^{PBG} > \beta_{max}^{MCF1_PBG})$ e $(NS < NS_{max}^{MCF1})$, retorne ao passo *iv*);
- xxii) Preencha a Lista_G dispondo as estações geradoras em ordem decrescente de suas indisponibilidades distorcidas do tipo BG, obtidas via algoritmo de avaliação da relevância BG;
- xxiii) Preencha a Lista_{G&T} dispondo os componentes do sistema (EGs e CIs) em ordem decrescente de suas indisponibilidades distorcidas do tipo PBG, obtidas via algoritmo de avaliação da relevância PBG.

Terminada a descrição dos passos básicos realizados pela Fase 1 do ELAI, cabe salientar que somente os componentes com indisponibilidade distorcida não-nula devem ser ranqueados na respectiva lista (G ou G&T). Adicionalmente, tolerâncias para o valor de indisponibilidade distorcida podem ser adotadas para reduzir o tamanho de cada lista.

4.4.

Fase 2 do ELAI – Enumeração de Estados da Lista Qualificada

A inspiração para criar um método que envolve enumeração de estados capaz de competir com a simulação Monte Carlo, passa diretamente pela busca de uma lista qualificada de equipamentos, a qual, quando enumerada, concentrará a boa parte dos estados do tipo de falha especificado (principalmente os mais severos e prováveis). Contudo, durante o desenvolvimento da metodologia da enumeração da lista foi percebido que esta fase do programa é igualmente fundamental para alcançar o objetivo deste trabalho, e que a ferramenta de enumeração de estados não deve ser aplicada na sua forma básica. Observe que a concepção de que a enumeração da Lista Qualificada deve conter os estados de falha mais importantes, por si só, não é suficiente. Enumerar apenas esses estados significa que serão desconsiderados todos os estados associados a eles (i.e., que contam com contingências de equipamentos não listados), os quais correspondem a uma parcela enorme do espaço de estados total. A situação descrita, que inicialmente pode ser vista como um problema, é, na verdade, fundamental no desenvolvimento da metodologia da Fase 2 do ELAI. Como será demonstrado, todos os estados associados aos enumerados a partir da Lista Qualificada serão implicitamente enumerados, habilitando o ELAI a ser competitivo com a SMC_{NS}.

Nesta seção, primeiramente, são apresentadas considerações gerais que tratam de conceitos da teoria de probabilidade, como os de probabilidade condicionada e os de representação de espaço de estados. Tais conceitos são fundamentais no entendimento da forma como as listas qualificadas são interpretadas sob uma perspectiva probabilística, tendo como foco sua interferência na estratificação do espaço de estados.

De posse do conhecimento estabelecido pelas considerações gerais é possível, então, definir a formulação elaborada para o cálculo dos índices de probabilidade

e, posteriormente, dos de energia. Salienta-se que a avaliação de índices de frequência e duração não foi incluída no escopo desta dissertação.

Na sequência, aspectos importantes da convergência dos processos de enumeração das listas qualificadas ($Lista_G$ e $Lista_{G\&T}$) serão detalhados. Por fim, parâmetros e variáveis que integram a Fase 2 do ELAI serão apresentados, seguidos do algoritmo descritivo.

4.4.1. Considerações Gerais

Partição do Espaço de Estados

A Figura 4.1 apresenta um diagrama de Venn no qual a ocorrência do evento A está condicionada ao conjunto de eventos mutuamente exclusivos B_i , $i = [1, n]$.

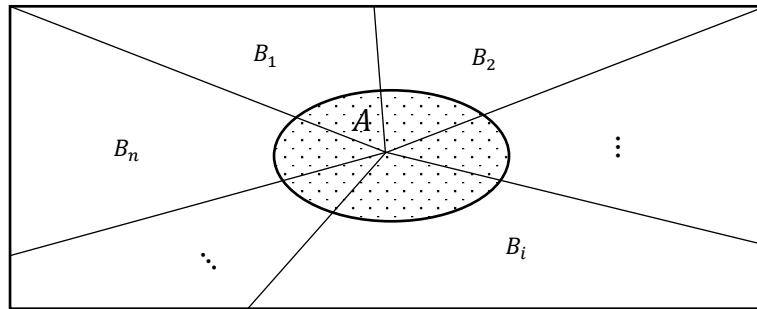


Figura 4.1: Diagrama de Venn.

A probabilidade de A pode ser calculada como o somatório das probabilidades da interseção de A com B_i :

$$P(A) = \sum_{i=1}^n P(A \cap B_i) \quad (4.7)$$

Se a probabilidade da ocorrência de A condicionada à ocorrência de B_i é tal que $P(A/B_i) = \frac{P(A \cap B_i)}{P(B_i)}$, então:

$$P(A) = \sum_{i=1}^n P(A/B_i) \times P(B_i) \quad (4.8)$$

Os conceitos de probabilidade apresentados auxiliam o desenvolvimento da metodologia para o cálculo dos índices de confiabilidade.

Representação da Falha

Na Figura 4.2 é apresentado o diagrama do espaço de estados de um sistema G&T, o qual apresenta dois eventos possíveis:

- Evento S : sistema está em operação normal (carga completamente atendida);
- Evento F : sistema está em falha (carga parcialmente atendida).

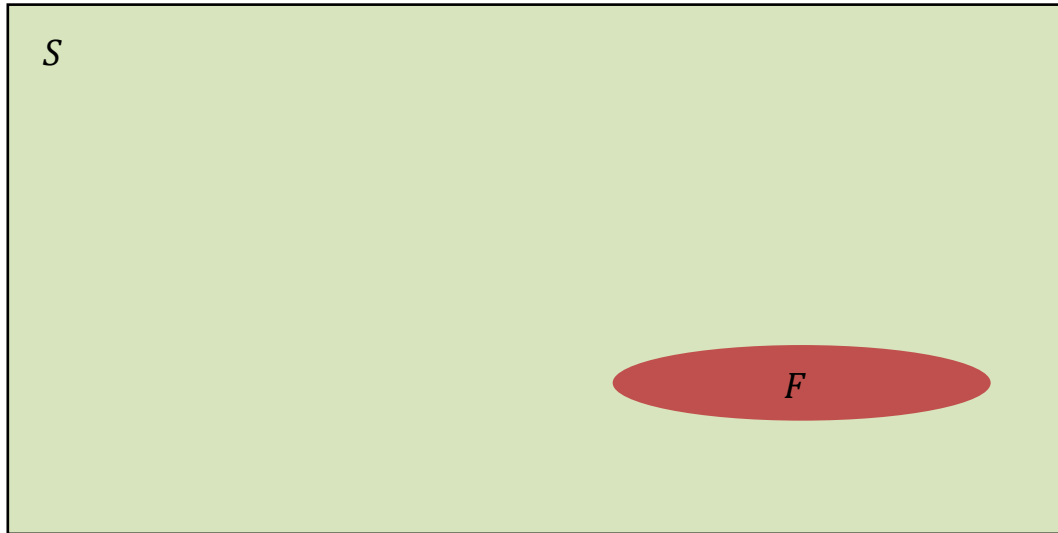


Figura 4.2: Diagrama de espaço de estados de um sistema G&T.

Veja que a $LOLP$ do sistema é igual à soma das probabilidades dos estados que compõem a partição vermelha, que é a probabilidade do evento F . Então:

$$LOLP = P(F) \quad (4.9)$$

Representação da Lista Qualificada

Seja um sistema composto por n equipamentos de geração e transmissão, para o qual é selecionada uma Lista Qualificada com tamanho $l < n$. Então, Ω_N pode ser definido como o conjunto dos n elementos do sistema, Ω_L o conjunto dos l elementos do sistema selecionados pela lista, enquanto Ω_M representa o conjunto dos m elementos do sistema que não foram selecionados. Assim, $n = l + m$.

Suponha que é desejado enumerar os estados do sistema nos quais apenas os elementos da lista podem estar falhados (i.e., todos os equipamentos fora da lista estão em operação). Por consequência, não são enumerados os estados em que ao menos um elemento fora da lista está em falha. Dessa forma, o espaço de estados

do sistema pode ser dividido em dois eventos mutuamente exclusivos. No caso, o evento dos estados em que todos os equipamentos fora da lista estão operando (evento $M0$), e o dos estados em que ao menos um equipamento fora da lista está em falha (evento $\overline{M0}$). Note que o evento $M0$ corresponde ao conjunto dos estados oriundos de todas as combinações possíveis dos componentes da Lista Qualificada.

Na Figura 4.3 tem-se o evento $M0$ representado pela partição em grade e o evento $\overline{M0}$ pela partição complementar.

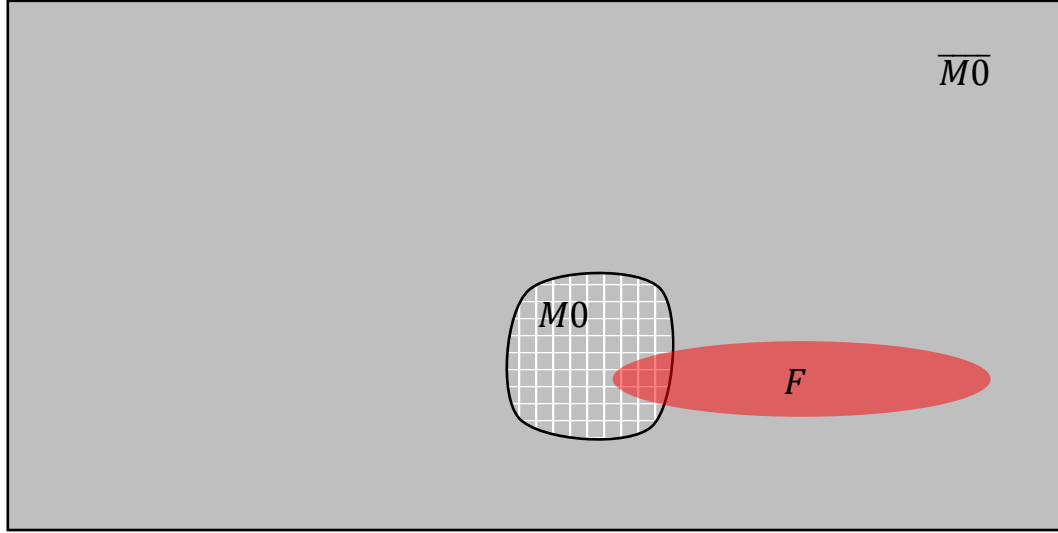


Figura 4.3: Representação dos eventos $M0$ e $\overline{M0}$.

O espaço de estados da Figura 4.3 é formado por $2^n = 2^l \times 2^m$ estados, os quais estão divididos em dois eventos: $M0$ e $\overline{M0}$. O evento $M0$ contém 2^l estados, enquanto $\overline{M0}$ é composto pelos demais $2^l \times (2^m - 1)$ estados.

A probabilidade dos eventos complementares da Figura 4.3 é obtida pelo equacionamento apresentado a seguir.

Para o evento $M0$ tem-se a expressão:

$$P(M0) = \sum_{x^k \in M0} \prod_{i \in \Omega_N} P(x_i^k) = \sum_{x^k \in M0} \left(\prod_{j \in \Omega_L} P(x_j^k) \times \prod_{i \in \Omega_M} P(x_i^k) \right) \quad (4.10)$$

Considerando que para todo estado de $M0$ todos os equipamentos de Ω_M estarão em operação, e que a probabilidade de um equipamento estar em operação é p_i , enquanto a de estar indisponível é q_i , pode-se simplificar (4.10) como:

$$P(M0) = \sum_{x^k \in M0} \left(\prod_{j \in \Omega_L} P(x_j^k) \times \prod_{i \in \Omega_M} p_i \right) = \left(\sum_{x^k \in M0} \prod_{j \in \Omega_L} P(x_j^k) \right) \times \prod_{i \in \Omega_M} p_i \quad (4.11)$$

Lembrando, ainda, que o espaço de estados de $M0$ é formado por todas as combinações (configurações) dos equipamentos de Ω_L , tem-se que:

$$P(M0) = \left(\prod_{j \in \Omega_L} (p_j + q_j) \right) \times \prod_{i \in \Omega_M} p_i = \prod_{i \in \Omega_M} p_i \quad (4.12)$$

Dado (4.12), a probabilidade do evento complementar $\overline{M0}$ pode ser obtida pela eq. (4.13).

$$P(\overline{M0}) = \sum_{x^k \in \overline{M0}} \prod_{i \in \Omega_N} P(x_i^k) = 1 - \prod_{i \in \Omega_M} p_i \quad (4.13)$$

A partir da representação adotada na Figura 4.3 e das equações (4.12) e (4.13), a $LOLP$ pode ser calculada por (4.14) e (4.15):

$$LOLP = P(F/M0) \times P(M0) + P(F/\overline{M0}) \times P(\overline{M0}) \quad (4.14)$$

$$LOLP = P(FM0) + P(F\overline{M0}) \quad (4.15)$$

Onde $FM0$ é o evento resultante da interseção entre F e $M0$ (i.e., é o evento em que há falha do sistema, e todos os equipamentos de Ω_M estão operando). Já $F\overline{M0}$ é resultante da interseção entre F e $\overline{M0}$, correspondendo ao evento de falha no qual ao menos um equipamento de Ω_M está fora de operação.

Nesse momento, é necessário destacar que o propósito deste trabalho de mesurado é realizar uma análise na qual são enumerados somente os estados provenientes da saída forçada de equipamentos da Lista Qualificada (i.e., estados pertencentes a $M0$). Em princípio, tal análise será capaz de obter apenas a primeira parcela da $LOLP$ fornecida pela eq. (4.15), a $P(FM0)$.

Ainda em relação ao propósito de analisar apenas os estados pertencentes a $M0$, cabe destacar que quanto menor for o número de elementos de Ω_L , maior será a quantidade de elementos em Ω_M e, portanto, menor será o produto de suas disponibilidades, o qual poderá ficar próximo de zero. Em consequência, a probabilidade do espaço de estados compreendido por $M0$ ($P(M0)$) pode implicar em um valor bastante reduzido para $P(FM0)$. Portanto, não se pode, em hipótese alguma, desprezar a segunda parcela da $LOLP$, a $P(F\overline{M0})$. Nesse sentido, as próximas seções demonstrarão que, dependendo da qualidade da lista, é possível obter uma

estimativa muito próxima de $P(F\overline{M}0)$, mesmo atendo-se somente à enumeração do evento $M0$.

4.4.2. Probabilidade do Evento FL

Considere a Figura 4.4, na qual FL é o evento formado pelos estados de falha do sistema em que a configuração dos equipamentos de Ω_L é suficiente para a falha. Ou seja, estados de falha em que o reparo de todos os equipamentos de Ω_M , que porventura estejam falhados, não elimina a falha do sistema. Complementarmente, \overline{FL} é o evento composto pelos estados de falha do sistema em que a configuração dos equipamentos de Ω_L não é suficiente para a falha.

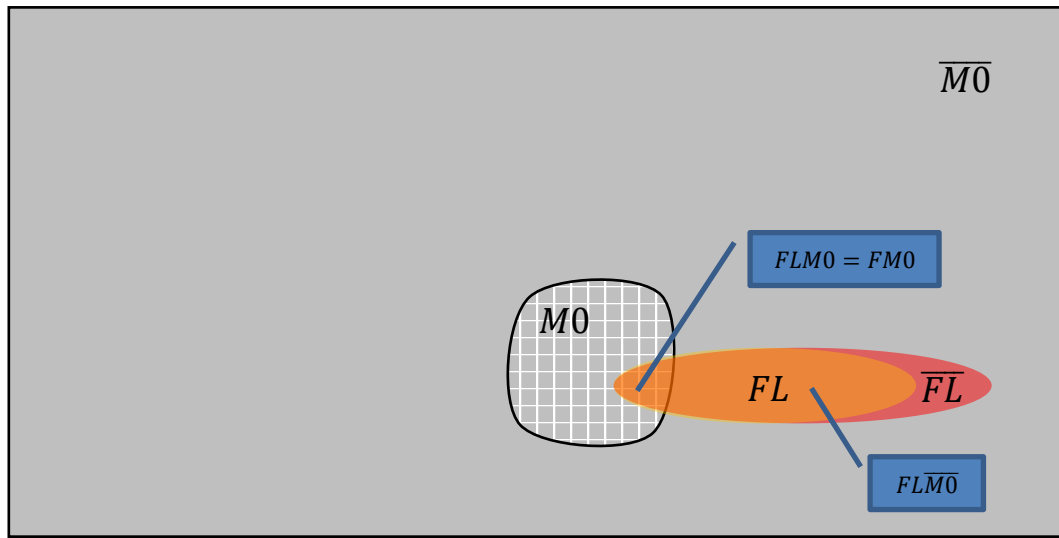


Figura 4.4: Representação dos eventos FL e \overline{FL} .

Repare que é possível separar o evento FL em dois. O evento $FLM0$, composto pelos estados de FL contidos no espaço de $M0$ (partição em grade de FL), e o evento $FL\overline{M}0$, composto pelos estados contidos no espaço de $\overline{M}0$ (partição sólida de FL).

Então, tem-se que a probabilidade do evento FL é igual a:

$$P(FL) = P(FLM0) + P(FL\overline{M}0) \quad (4.16)$$

Já a probabilidade de o sistema falhar pode ser calculada como:

$$LOLP = P(FL) + P(\overline{FL}) \quad (4.17)$$

ou

$$LOLP = P(FLM0) + P(FL\overline{M0}) + P(\overline{FL}) \quad (4.18)$$

Neste ponto, é importante destacar que os eventos $FM0$ e $FLM0$ são coincidentes, uma vez que apenas equipamentos da lista podem falhar nestes dois eventos. Então:

$$P(FLM0) = P(FM0) \quad (4.19)$$

De posse de (4.19) e comparando (4.15) com (4.18) tem-se, então, que:

$$P(\overline{FM0}) = P(FL\overline{M0}) + P(\overline{FL}) \quad (4.20)$$

Por fim, pode-se dizer que a eq. (4.16), expressão de $P(FL)$, fornece uma estimativa para a $LOLP$ dada em (4.15). Esta estimativa é baseada somente no evento FL e terá melhor ou pior qualidade dependendo do quão próximo $P(FL\overline{M0})$ estiver de $P(\overline{FM0})$. Observando (4.20), ou comparando (4.16) e (4.18), verifica-se que $P(\overline{FL})$ deve ser o menor possível.

4.4.3.

Probabilidade do Evento FL Condicionada à Ocorrência de $M0$

Conforme mencionado na Subseção 4.4.1, o objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia de avaliação da confiabilidade para a qual seja necessário enumerar somente os estados provenientes de falhas em equipamentos da Lista Qualificada. Portanto, a análise de adequação dos estados ficará restrita ao evento $M0$, pois todos os equipamentos de Ω_M estarão em operação. Em princípio, esta restrição permitirá avaliar apenas a primeira parcela de (4.16), a qual corresponde à probabilidade do evento $FLM0$. No entanto, é demonstrado nesta subseção que é possível obter a probabilidade do evento FL em sua totalidade, mesmo avaliando somente estados pertencentes ao espaço de $M0$.

Primeiramente, deve-se reescrever a eq. (4.16) utilizando probabilidades condicionadas:

$$P(FL) = P(FL/M0) \times P(M0) + P(FL/\overline{M0}) \times P(\overline{M0}) \quad (4.21)$$

Considerando a hipótese de coerência¹, pode-se dizer que todo estado de $\overline{M0}$ que possa ser considerado análogo a um estado de $FLM0$ (i.e., um estado com mesma configuração de Ω_L , porém com uma ou mais quebras de equipamentos de Ω_M) também será de falha. Lembrando que a configuração de Ω_L é suficiente para produzir a falha, conclui-se que este estado análogo pertencerá a FL , ou mais especificamente, a $FL\overline{M0}$. Olhando apenas para o espaço de $FL\overline{M0}$, percebe-se que todos os seus estados são análogos a algum estado de $FLM0$.

Agora, é possível verificar que a probabilidade de FL condicionada a $M0$ é a mesma quando condicionada a $\overline{M0}$. Para isso, basta notar que FL (falha do sistema em que a configuração dos equipamentos de Ω_L é suficiente para a falha) é um evento que independe da configuração de Ω_M . Ou seja, $P(FL/\overline{M0}) = P(FL/M0)$.

Portanto, tem-se que:

$$P(FL) = P(FL/M0) \times (P(M0) + P(\overline{M0})) = P(FL/M0) \quad (4.22)$$

Como os eventos $FLM0$ e $FM0$ são coincidentes:

$$P(FL) = P(F/M0) \quad (4.23)$$

4.4.4. Equacionamento em Nível de Estados

A eq. (4.23) é fruto de um desenvolvimento baseado no estudo do espaço de estados do sistema. Nesta subseção, é desenvolvido um equacionamento mais rigoroso e detalhado, descendo ao nível de estado, para a comprovação de (4.23).

Para isso, é necessário, primeiramente, descrever a equação da probabilidade de ocorrência do estado \mathbf{x}^k de um sistema condicionada à ocorrência de um dado evento A :

$$P(\mathbf{x}^k/A) = \frac{P(\mathbf{x}^k \cap A)}{P(A)} \quad (4.24)$$

ou

¹ A hipótese de coerência [85] implica que, para um determinado estado do sistema, a quebra de um equipamento nunca melhora a condição de operação, enquanto a restauração de um equipamento nunca piora a condição de operação.

$$P(\mathbf{x}^k/A) = \begin{cases} \left(\prod_{i \in \Omega_N} P(x_i^k) \right) / P(A), & \text{se } \mathbf{x}^k \in A \\ 0, & \text{se } \mathbf{x}^k \notin A \end{cases} \quad (4.25)$$

Analogamente, a probabilidade da ocorrência do estado \mathbf{x}^k do sistema condicionada a $M0$ pode ser dada por:

$$P(\mathbf{x}^k/M0) = \left(\prod_{i \in \Omega_N} P(x_i^k) \right) / P(M0), \quad \mathbf{x}^k \in M0 \quad (4.26)$$

Agora, para a probabilidade da ocorrência de um estado de falha do sistema condicionada a $M0$, tem-se que \mathbf{x}^k deve pertencer a $F \cap M0$ (i.e., $FM0$). Assim, tem-se:

$$P(\mathbf{x}^k/M0) = \left(\prod_{i \in \Omega_N} P(x_i^k) \right) / P(M0), \quad \mathbf{x}^k \in FM0 \quad (4.27)$$

Todo estado $\mathbf{x}^k \in FM0$, obviamente, pertence a $M0$, e, portanto, possui todos os equipamentos de Ω_M em operação. Dessa forma, (4.27) pode ser reescrita como:

$$P(\mathbf{x}^k/M0) = \left(\prod_{i \in \Omega_L} P(x_i^k) \times \prod_{i \in \Omega_M} p_i \right) / P(M0), \quad \mathbf{x}^k \in FM0 \quad (4.28)$$

Substituindo (4.12) em (4.28):

$$P(\mathbf{x}^k/M0) = \prod_{i \in \Omega_L} P(x_i^k), \quad \mathbf{x}^k \in FM0 \quad (4.29)$$

Já a probabilidade de ocorrência de todo o evento F condicionada à ocorrência do evento $M0$, pode ser obtida pelo somatório de (4.29) para todo os estados que compõem $FM0$, tal como em (4.30).

$$P(F/M0) = \sum_{\mathbf{x}^k \in FM0} \prod_{i \in \Omega_L} P(x_i^k) \quad (4.30)$$

A expressão (4.30) também pode ser alcançada por meio de uma análise estado a estado, feita a partir da probabilidade do evento FL . Para isso, deve-se, inicialmente, fazer o somatório das probabilidades dos estados pertencentes a FL , conforme expressão de (4.31).

$$P(FL) = \sum_{x^k \in FL} \prod_{i \in \Omega_N} P(x_i^k) \quad (4.31)$$

Como demonstrado na subseção anterior, o evento FL pode ser separado em dois: $FLM0$ e $FL\overline{M0}$. Assim, tem-se as equações (4.32) e (4.33):

$$P(FLM0) = \sum_{x^k \in FLM0} \prod_{i \in \Omega_N} P(x_i^k) = \sum_{x^k \in FLM0} \left(\prod_{i \in \Omega_L} P(x_i^k) \times \prod_{i \in \Omega_M} P(x_i^k) \right) \quad (4.32)$$

$$P(FL\overline{M0}) = \sum_{x^k \in FL\overline{M0}} \prod_{i \in \Omega_N} P(x_i^k) = \sum_{x^k \in FL\overline{M0}} \left(\prod_{i \in \Omega_L} P(x_i^k) \times \prod_{i \in \Omega_M} P(x_i^k) \right) \quad (4.33)$$

Também da subseção anterior, sabe-se que a configuração de Ω_L de um dado estado x^k do evento FL (cuja probabilidade é dada pelo produtório em Ω_L das equações (4.32) e (4.33)) aparece em um estado do evento $FLM0$ e em $2^m - 1$ estados do evento $FL\overline{M0}$. Para formar um estado de $FLM0$, tal configuração de Ω_L é combinada com a configuração de Ω_M , a qual é inerente ao espaço de $M0$, e cuja probabilidade é dada por $\prod_{i \in \Omega_M} (p_i)$. Por outro lado, os $2^m - 1$ estados de $FL\overline{M0}$ que apresentam a mesma configuração de Ω_L , apresentam também $2^m - 1$ configurações de Ω_M , as quais são inerentes ao espaço de $\overline{M0}$. Observando que o conjunto das configurações de Ω_M associadas a $\overline{M0}$ é complementar ao conjunto da configuração única de Ω_M associada ao espaço de $M0$, tem-se que a probabilidade acumulada das $2^m - 1$ configurações de $\overline{M0}$ é igual a $1 - \prod_{i \in \Omega_M} (p_i)$.

Da eq. (4.19), tem-se que os eventos $FM0$ e $FLM0$ são coincidentes. Portanto, é possível simplificar (4.32), além de reescrever (4.33) em função dos estados do evento $FM0$:

$$P(FLM0) = \sum_{x^k \in FM0} \left(\prod_{i \in \Omega_L} P(x_i^k) \times \prod_{i \in \Omega_M} p_i \right) \quad (4.34)$$

$$P(FL\overline{M0}) = \sum_{x^k \in FM0} \left(\prod_{i \in \Omega_L} P(x_i^k) \times \left(1 - \prod_{i \in \Omega_M} p_i \right) \right) \quad (4.35)$$

Logo, somando (4.34) com (4.35), a expressão de $P(FL)$ pode também ser obtida em função de $FM0$:

$$P(FL) = \sum_{x^k \in FM0} \prod_{i \in \Omega_L} P(x_i^k) = P(F/M0) \quad (4.36)$$

Repare que, assim como foi sugerido na subseção anterior, é possível obter $P(FL)$ enumerando apenas os estados do evento $M0$ (de forma a identificar $FLM0$, coincidente com $FM0$). Isto significa que a probabilidade do evento FL pode ser obtida avaliando-se apenas 2^l estados. Deste modo, $2^l \times (2^m - 1)$ análises são evitadas, o que resulta em uma drástica redução no custo computacional sem perda de precisão. Mais uma vez destaca-se que a diferença entre o valor da $LOLP$ e $P(FL)$ é o valor de $P(\overline{FL})$, que, por sua vez, será tão menor quanto maior for a qualidade da lista obtida na Fase 1 do ELAI.

4.4.5. Estimativa da $LOLP$

Nas duas últimas subseções foi provado que a probabilidade $P(FL)$ (entendida como uma boa estimativa para a $LOLP$), pode ser obtida por meio do somatório das probabilidades, condicionadas a $M0$, dos estados formados pelas combinações dos equipamentos da Lista Qualificada (i.e., dos estados que compõem $M0$). Nesta subseção, isto será novamente demonstrado, agora por meio de um processo de enumeração de estados contido no espaço do evento $M0$.

Do Capítulo 2, tem-se que a enumeração de todo o espaço de estados de um sistema de potência fornece os valores esperados dos índices de confiabilidade. Contudo, na impossibilidade de enumerar todo o espaço de estados, só será possível obter estimativas para estes índices. Infelizmente, até mesmo a desejada probabilidade $P(FL)$ não pode ser obtida, em tempo de processamento praticável, sequer por uma enumeração restrita aos estados de FL , cujo total é dado por $(n^{\circ} \text{ de estados de } FLM0) \times (2^m)$. É neste ponto que reside a principal contribuição desta dissertação de mestrado, ao propor uma metodologia capaz de obter $P(FL)$ em tempo exequível.

Enumerando somente o espaço do evento $M0$, tem-se que a função teste da $LOLP$ deve ser dada por:

$$F_{LOLP}(x^k) = \begin{cases} 0, & \text{se } x^k \notin FM0 \\ 1, & \text{se } x^k \in FM0 \end{cases} \quad (4.37)$$

Agora, considerando que todo estado $\mathbf{x}^k \in M0$ enumerado deve estar condicionado à ocorrência de $M0$, tem-se o estimador da *LOLP* dado a seguir:

$$\tilde{E}[F_{LOLP}] = \sum_{\mathbf{x}^k \in M0} (F_{LOLP}(\mathbf{x}^k) \times P(\mathbf{x}^k/M0)) \quad (4.38)$$

ou

$$\tilde{E}[F_{LOLP}] = \sum_{\mathbf{x}^k \in FM0} (1 \times P(\mathbf{x}^k/M0)) \quad (4.39)$$

E de (4.29) e (4.30):

$$\tilde{E}[F_{LOLP}] = \sum_{\mathbf{x}^k \in FM0} \prod_{i \in \Omega_L} P(x_i^k) = P(F/M0) \quad (4.40)$$

Lembrando de (4.23) ou (4.36), tem-se que:

$$\tilde{E}[F_{LOLP}] = P(FL) \quad (4.41)$$

A eq. (4.41) prova que, sob a hipótese de coerência, o processo proposto para a estimação do índice *LOLP* fornece como resultado o valor exato da probabilidade do evento *FL*.

4.4.6. Análise da Estimativa Proposta para a *LOLP*

Para se analisar a estimativa proposta para a *LOLP* via enumeração de estados da Lista Qualificada, é preciso entender a relação da lista com as probabilidades $P(M0)$ e $P(\overline{M0})$. Para tanto, suponha que para um sistema com 1000 equipamentos seja identificada uma lista com 50 equipamentos, tal que Ω_M fica com 950 equipamentos. Se a disponibilidade dos elementos de Ω_M for de 0,99, $P(M0)$ será igual a $0,99^{950}$ ($\sim 0,71 \times 10^{-4}$), enquanto $P(\overline{M0})$ será o complemento: $\sim 0,999929$. Note que quanto menor for o tamanho da Lista Qualificada (e/ou maior for a quantidade de equipamentos do sistema), menor será o valor de $P(M0)$, tendendo a 0, e maior o de $P(\overline{M0})$, tendendo a 1.

De (4.23), observa-se que a probabilidade do evento *FL* tem relação direta e exclusiva com a criticidade dos elementos da Lista Qualificada. Diferentemente de $P(FM0)$, $P(FL)$ não depende do tamanho da lista, pois não depende de $P(M0)$. É importante destacar que o critério utilizado para a composição da Lista Qualificada

é a relevância dos equipamentos selecionados, não importando a quantidade destes. Portanto, o tamanho da lista é uma consequência do processo de sua obtenção e $P(FL)$ dependerá somente da criticidade dos equipamentos do sistema.

A probabilidade de \overline{FL} , por outro lado, será tão desprezível, quanto maior for o grau de relevância dos equipamentos para a falha do sistema (ou área/barra de interesse). No entanto, $P(\overline{FL})$ sempre será maior que zero, por menor que seja. Sendo assim, deve-se destacar que $P(FL)$ representa um limite inferior para a $LOLP$.

No Capítulo 5 será comprovada a premissa de que a probabilidade $P(FL)$ associada a uma Lista Qualificada bem elaborada pode ser capaz de prover uma estimativa consistente para o índice $LOLP$, em tempos de processamento praticáveis.

4.4.7. Estimativa da $EPNS$

Na Subseção 4.4.5 foi provado que estimar a $LOLP$ via enumeração restrita aos estados do evento $M0$ (aqui chamada de Opção 1) proporciona os mesmos resultados que seriam obtidos por uma (impraticável) enumeração capaz de considerar todos os estados de FL (chamada de Opção 2). Infelizmente, isso não se repete com a $EPNS$, pois a função teste deste índice não recebe valor constante para todos os estados de condição de falha como ocorre em F_{LOLP} . Nesta subseção é demonstrado que a Opção 1 fornece uma estimativa para a $EPNS$ inferior à que seria obtida pela Opção 2. Adicionalmente, a diferença entre tais estimativas é equacionada.

Definindo $PNS(x^k)$ como a potência não suprida pelo sistema em um estado x^k qualquer do sistema, tem-se que a F_{EPNS} da Opção 1, aplicada à enumeração do evento $M0$, recebe a seguinte expressão:

$$F_{EPNS}^{Op1}(x^k) = \begin{cases} 0, & \text{se } x^k \notin FM0 \\ PNS(x^k), & \text{se } x^k \in FM0 \end{cases} \quad (4.42)$$

Lembrando que na Opção 1 todo estado $x^k \in M0$ enumerado deve ter sua probabilidade condicionada à ocorrência de $M0$, tem-se o seguinte estimador para a $EPNS$:

$$\tilde{E}[F_{EPNS}^{Op1}] = \sum_{\mathbf{x}^k \in M0} \left(F_{EPNS}^{Op1}(\mathbf{x}^k) \times P(\mathbf{x}^k / M0) \right) \quad (4.43)$$

De (4.29) e (4.42), tem-se a expressão da estimativa da $EPNS$ via Opção 1:

$$EPNS_{Op1} = \tilde{E}[F_{EPNS}^{Op1}] = \sum_{\mathbf{x}^k \in FM0} \left(PNS(\mathbf{x}^k) \times \prod_{i \in \Omega_L} P(x_i^k) \right) \quad (4.44)$$

No âmbito da Opção 2, a função teste da $EPNS$ seria aplicada em todo o evento FL , e não mais apenas à parcela $FLM0$ (coincidente com $FM0$). Ter-se-ia, então:

$$F_{EPNS}^{Op2}(\mathbf{x}^k) = \begin{cases} 0, & \text{se } \mathbf{x}^k \notin FL \\ PNS(\mathbf{x}^k), & \text{se } \mathbf{x}^k \in FL \end{cases} \quad (4.45)$$

Já o estimador da $EPNS_{Op2}$ seria dado por:

$$EPNS_{Op2} = \tilde{E}[F_{EPNS}^{Op2}] = \sum_{\mathbf{x}^k \in FL} \left(PNS(\mathbf{x}^k) \times \prod_{i \in \Omega_N} P(x_i^k) \right) \quad (4.46)$$

Lembrando que FL é composto pelos eventos $FM0$ e $FL\overline{M0}$, o estimador dado em (4.46) pode ser decomposto em $\tilde{E}_{FM0}[F_{EPNS}^{Op2}]$ e $\tilde{E}_{FL\overline{M0}}[F_{EPNS}^{Op2}]$, conforme as expressões (4.47) e (4.48).

$$\tilde{E}_{FM0}[F_{EPNS}^{Op2}] = \sum_{\mathbf{x}^k \in FM0} \left(PNS(\mathbf{x}^k) \times \prod_{i \in \Omega_N} P(x_i^k) \right) \quad (4.47)$$

$$\tilde{E}_{FL\overline{M0}}[F_{EPNS}^{Op2}] = \sum_{\mathbf{x}^k \in FL\overline{M0}} \left(PNS(\mathbf{x}^k) \times \prod_{i \in \Omega_N} P(x_i^k) \right) \quad (4.48)$$

Lembrando, também, que em $FM0$ os equipamentos de Ω_M estão sempre em operação, a expressão de $\tilde{E}_{FM0}[F_{EPNS}^{Op2}]$ pode ser reescrita como:

$$\tilde{E}_{FM0}[F_{EPNS}^{Op2}] = \left(\sum_{\mathbf{x}^k \in FM0} \left(PNS(\mathbf{x}^k) \times \prod_{i \in \Omega_L} P(x_i^k) \right) \right) \times P(M0) \quad (4.49)$$

Substituindo (4.44) em (4.49), tem-se que:

$$\tilde{E}_{FM0}[F_{EPNS}^{Op2}] = EPNS_{op1} \times P(M0) \quad (4.50)$$

Já para o evento $FL\overline{M0}$, deve-se lembrar que todo estado \mathbf{x}^k é análogo a um estado pertencente a $FM0$, que pode ser chamado de estado original. Portanto, dada a hipótese de coerência, o corte de carga de cada $\mathbf{x}^k \in FL\overline{M0}$ deve ser, no mínimo, igual ao corte associado ao seu estado original, que por sua vez pertence a $FM0$. Assim, pode-se definir $\Delta PNS(\mathbf{x}^k) \geq 0$ como o incremento da potência não suprida do estado $\mathbf{x}^k \in FL\overline{M0}$ em relação ao valor obtido para seu estado original.

Então, a PNS utilizada em (4.48) pode ser substituída pela PNS do estado original de \mathbf{x}^k somada à ΔPNS do próprio estado \mathbf{x}^k . Adicionalmente, dado que cada estado original (i.e., de $FM0$) possui $2^m - 1$ estados análogos (os quais têm a mesma configuração de Ω_L do estado original), a eq. (4.48) pode ser reescrita de forma a ter uma de suas duas parcelas dependendo apenas do espaço $FM0$:

$$\begin{aligned} \tilde{E}_{FL\overline{M0}}[F_{EPNS}^{Op2}] = & \sum_{\mathbf{x}^k \in FM0} \left(PNS(\mathbf{x}^k) \times \sum_{\mathbf{x}^w \in \Omega_{\mathbf{x}^k}} \left(\prod_{i \in \Omega_L} P(x_i^w) \times \prod_{i \in \Omega_M} P(x_i^w) \right) \right) \\ & + \sum_{\mathbf{x}^k \in FL\overline{M0}} \left(\Delta PNS(\mathbf{x}^k) \times \prod_{i \in \Omega_N} P(x_i^k) \right) \end{aligned} \quad (4.51)$$

onde $\Omega_{\mathbf{x}^k}$ é o conjunto dos estados de $FL\overline{M0}$ análogos a \mathbf{x}^k , o qual, na primeira parcela de (4.51), é um estado original (i.e., pertencente a $FM0$). Note que nesta primeira parcela, o somatório em $\Omega_{\mathbf{x}^k}$ fornece a probabilidade acumulada para os $2^m - 1$ estados análogos a \mathbf{x}^k .

Como a configuração de Ω_L presente em $\mathbf{x}^k \in FM0$ é comum a todo estado $\mathbf{x}^w \in \Omega_{\mathbf{x}^k}$, pode-se substituir $\prod_{i \in \Omega_L} P(x_i^w)$ por $\prod_{i \in \Omega_L} P(x_i^k)$ na eq. (4.51), obtendo-se:

$$\begin{aligned} \tilde{E}_{FL\overline{M0}}[F_{EPNS}^{Op2}] = & \sum_{\mathbf{x}^k \in FM0} \left(PNS(\mathbf{x}^k) \times \prod_{i \in \Omega_L} P(x_i^k) \times \sum_{\mathbf{x}^w \in FL\overline{M0}} \prod_{i \in \Omega_M} P(x_i^w) \right) \\ & + \sum_{\mathbf{x}^k \in FL\overline{M0}} \left(\Delta PNS(\mathbf{x}^k) \times \prod_{i \in \Omega_N} P(x_i^k) \right) \end{aligned} \quad (4.52)$$

Repare que $FL\overline{M0}$ engloba todas as configurações possíveis de Ω_M exceto aquela que define $M0$ (i.e., a condição em que todos os equipamentos não listados

estão em operação). Logo, o somatório das probabilidades de todas as $2^m - 1$ possíveis configurações de Ω_M presentes nos estados do conjunto Ω_{x^k} , e, logicamente, do evento $FL\overline{M}0$, é igual ao complemento da probabilidade da única configuração de Ω_M associada ao evento $M0$ (i.e., probabilidade do evento $\overline{M}0$, ou $P(\overline{M}0)$). Assim, tem-se que:

$$\begin{aligned} \tilde{E}_{FL\overline{M}0}[F_{EPNS}^{Op2}] &= \left(\sum_{x^k \in FM0} \left(PNS(x^k) \times \prod_{i \in \Omega_L} P(x_i^k) \right) \right) \times P(\overline{M}0) \\ &+ \sum_{x^k \in FL\overline{M}0} \left(\Delta PNS(x^k) \times \prod_{i \in \Omega_N} P(x_i^k) \right) \end{aligned} \quad (4.53)$$

Substituindo (4.44) em (4.53), tem-se que:

$$\tilde{E}_{FL\overline{M}0}[F_{EPNS}^{Op2}] = EPNS_{op1} \times P(\overline{M}0) + \sum_{x^k \in FL\overline{M}0} \left(\Delta PNS(x^k) \times \prod_{i \in \Omega_N} P(x_i^k) \right) \quad (4.54)$$

Agora, somando (4.50) com (4.54), tem-se a estimativa da $EPNS$ que seria obtida por meio da Opção 2:

$$EPNS_{op2} = EPNS_{op1} + \sum_{x^k \in FL\overline{M}0} \left(\Delta PNS(x^k) \times \prod_{i \in \Omega_N} P(x_i^k) \right) \quad (4.55)$$

Isso quer dizer que a estimativa feita para a $EPNS$ pelo método proposto ($EPNS_{op1}$), apresenta um valor inferior àquele que se busca calcular ($EPNS_{op2}$). A diferença entre as duas estimativas, destacada na eq. (4.56), pode ser chamada de $\Delta EPNS_{est}$.

$$\Delta EPNS_{est} = \sum_{x^k \in FL\overline{M}0} \left(\Delta PNS(x^k) \times \prod_{i \in \Omega_N} P(x_i^k) \right) \quad (4.56)$$

4.4.8.

Análise da Estimativa Proposta para a $EPNS$

O diagnóstico feito para a estimativa da $LOLP$, relativo à diferença para o valor esperado do índice, é válido também para o caso da $EPNS$, não cabendo ser aqui repetido. No entanto, o processo de enumeração proposto, implica em uma

segunda aproximação na estimação da $EPNS$, a qual ficou dimensionada pela eq. (4.56).

Observando (4.56), então, nota-se que $\Delta EPNS_{est}$ depende de dois fatores associados aos estados de $FL\overline{M}0$. Quais sejam, $\Delta PNS(\mathbf{x}^k)$ e $\prod_{i \in \Omega_N} P(x_i^k)$. O primeiro fator corresponde à contribuição na potência não suprida do estado $\mathbf{x}^k \in FL\overline{M}0$ proveniente da quebra de equipamentos de Ω_M (os quais aparecem em operação no estado original $\in FM0$). Tais quebras são representadas no segundo fator, pelas suas indisponibilidades, cujos valores são muito pequenos. Nesse sentido, é fácil notar que quanto menor for o número de equipamentos de Ω_M fora de operação no estado em análise, maior será o valor da sua probabilidade (menor que a probabilidade do estado original), porém menor será o valor de $\Delta PNS(\mathbf{x}^k)$, que tende à zero. Por outro lado, quanto maior for o número de equipamentos de Ω_M fora de operação no estado em análise, maior será o valor de $\Delta PNS(\mathbf{x}^k)$, porém menor será o valor da sua probabilidade, que tende à zero. Assim, a depender da consistência da Lista Qualificada, $\Delta EPNS_{est}$ será dado pelo somatório de valores muito pequenos, o que, em princípio, resultará em um montante que, se não for desprezível, será desprezável.

Deve-se ter em mente que uma lista com composição/ordenamento consistente, do ponto de vista do grau de relevância de seus componentes para a falha em estudo, implicará em baixa contribuição para os equipamentos nela não incluídos (i.e., $\in \Omega_M$). Portanto, pode-se esperar que grande parte dos estados de $FL\overline{M}0$, sobretudo os mais prováveis, apresentem baixos valores (até mesmo valores nulos) para ΔPNS .

Por fim, a conclusão que deve ser feita acerca da estimativa proposta para a $EPNS$ é de que, assim como para a $LOLP$ (ainda que em nível um pouco menor), a sua qualidade está direta e exclusivamente atrelada à qualidade da Lista Qualificada. No Capítulo 5 os aspectos tratados nesta subseção serão evidenciados.

4.4.9. EE_G e $EE_{G\&T}$

Na Seção 4.3 foi apresentada a Fase 1 do ELAI, a qual tem como produto a $Lista_G$ e $Lista_{G\&T}$. Naturalmente, a Fase 2 tem o propósito de estabelecer os dois

processos de enumeração de estados que serão aplicados a cada Lista Qualificada. Definem-se, então:

- EE_G – processo de enumeração de estados da $Lista_G$;
- $EE_{G\&T}$ – processo de enumeração de estados da $Lista_{G\&T}$.

Dadas as definições de EE_G e $EE_{G\&T}$, é essencial salientar que o equacionamento detalhado para a obtenção dos índices $LOLP$ e $EPNS$ se aplica aos dois tipos de análise da confiabilidade considerados. Dessa forma, a avaliação da confiabilidade para problemas no balanço de geração ($LOLP_{BG}/EPNS_{BG}$), realizada somente no EE_G , e para problemas posteriores ($LOLP_{PBG}/EPNS_{PBG}$), necessariamente realizada no $EE_{G\&T}$, seguirão a mesma metodologia descrita pelas Subseções 4.4.5 e 4.4.7. Estruturalmente, os processos EE_G e $EE_{G\&T}$ divergem apenas pela etapa de avaliação de estados. Como se sabe, para o $EE_{G\&T}$, há a necessidade de análises de fluxo de potência, incluindo a adoção de medidas remediadoras por meio de um algoritmo de fluxo de potência ótimo (FPO), que no caso desse trabalho são fluxos de potência com representação do sistema por modelo linear.

Estando bem definidos os processos de enumeração das listas obtidas da Fase 1 do ELAI, deve-se compreender, antes de seguir ao algoritmo descritivo da Fase 2, alguns aspectos importantes de EE_G e $EE_{G\&T}$.

Observe que as listas qualificadas não devem, necessariamente, terem todos os seus equipamentos enumerados. Por mais que a $Lista_G$ e a $Lista_{G\&T}$ sejam capazes de separar e descartar os componentes do sistema que não contribuem para o tipo de falha especificado, aqueles que são selecionados possuem diferentes níveis de relevância para a falha. Isso significa que muitos desses componentes apresentarão contribuições para a formação dos índices que não compensarão o custo computacional resultante da sua enumeração. Desta forma, cada processo de enumeração (EE_G e $EE_{G\&T}$) é executado gradualmente, por meio da adição individual dos componentes da respectiva lista, o que permite monitorar a contribuição de cada componente na formação dos índices e identificar o momento adequado para sua interrupção. Ou seja, a adição para a qual os incrementos nos índices de confiabilidade ficam reduzidos e o custo computacional se torna elevado, o que pode ocorrer repentinamente, devido à natureza exponencial da enumeração de estados.

Outro aspecto interessante, é o do conceito de enumeração implícita. Da Subseção 4.4.4 infere-se que, para cada estado enumerado (portanto pertencente a $M0$), existem $2^m - 1$ pertencentes a $\overline{M0}$ (estados análogos), os quais apresentam a mesma configuração dos componentes da Lista Qualificada adicionados ao processo de enumeração. Então, para cada estado enumerado existem $2^m - 1$ estados análogos, os quais são implicitamente enumerados. Note que ao fim do processo de enumeração o número de componentes do sistema que foram enumerados pode ficar menor que o número de componentes da respectiva Lista Qualificada. Portanto, os valores de l e m , bem como os conjuntos Ω_L e Ω_M devem estar associados aos componentes que foram enumerados (i.e., a uma Lista Qualificada final).

Cabe lembrar que, adotando-se a hipótese de coerência, cada estado análogo recebe a mesma classificação (de falha ou de sucesso) dada ao estado original, explicitamente enumerado pela Fase 2 do ELAI. Em consequência, independentemente de quantos componentes da Lista Qualificada sejam adicionados pelo processo de enumeração, 100% do espaço de estados do sistema terá sido considerado pela junção dos estados enumerados explicitamente ($\mathbf{x}^k \in M0$) e implicitamente ($\mathbf{x}^k \in \overline{M0}$).

No intuito de aumentar a eficiência de EE_G e $EE_{G\&T}$, um parâmetro é criado para permitir a aplicação da enumeração implícita dentro do próprio evento $M0$. Veja que para toda sequência de estados de falha do tipo especificado (i.e., sequência de estados que apresentam um grupo de equipamentos fora de operação, os quais já bastam para a falha, porém com níveis de contingência progressivamente maiores para os demais equipamentos), existe um estado que apresenta o maior produto entre potência não suprida e probabilidade. Identificando tal estado, ou algum próximo a ele, é possível enumerar implicitamente os demais estados da sequência, (estados descendentes de falha), os quais também pertencem ao evento $M0$, com reduzido impacto na estimativa da $EPNS$ e sem qualquer prejuízo à estimativa da $LOLP$. Note que, em princípio, a $LOLP$ não depende de qual estado de falha é utilizado para acionar a enumeração implícita.

Um segundo parâmetro, analogamente ao anterior, controla a interrupção de uma sequência de enumeração de estados contidos em $M0$, a partir de um estado de sucesso com probabilidade muito reduzida. Salienta-se que, conforme aspectos que vão depender das dimensões do sistema em análise, do tipo de falha escolhido e da

Lista Qualificada, o conjunto de estados de sucesso de $M0$ que não são enumerados (estados descendentes de sucesso) pode representar um espaço astronômico, porém, com probabilidade desprezável. Isso faz com que a acumulação da probabilidade, condicionada a $M0$, de todos estados de $M0$ enumerados (explícita e implicitamente) não atinja exatamente o valor unitário (1,0 pu).

A Figura 4.5 corresponde a uma ilustração representativa do que seria a repartição do espaço de estados de um sistema em:

- EF_EE – conjunto dos estados de falha explicitamente enumerados (partição verde);
- EF_IE_{M0} – conjunto dos estados de falha implicitamente enumerados em $M0$ (complemento de EF_EE em $FM0$, ou seja, partição laranja em grade que contorna a partição verde);
- EF_IE – conjunto dos estados de falha implicitamente enumerados em todo o espaço de estados (EF_IE_{M0} + estados de $FL\overline{M0}$).

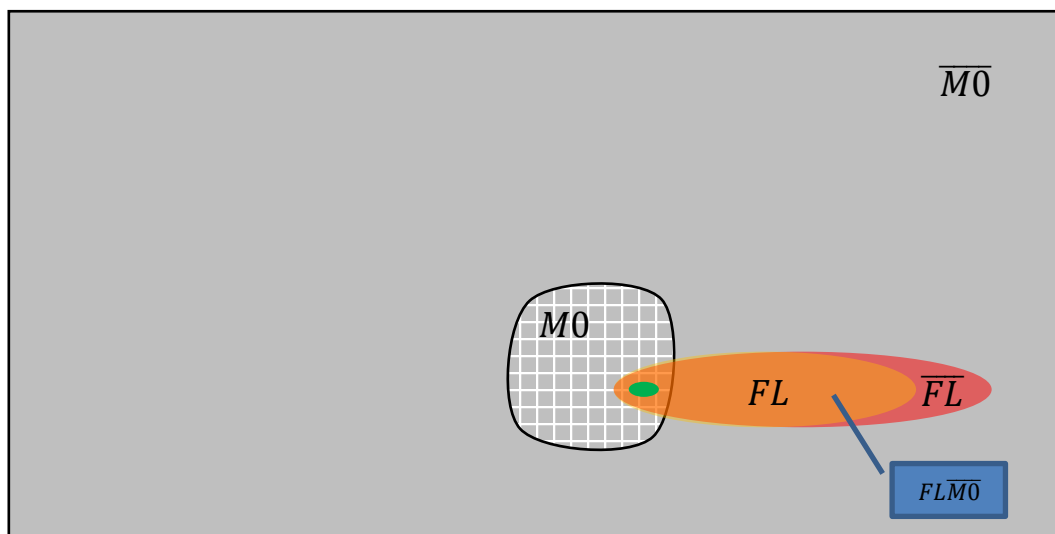


Figura 4.5: Representação da enumeração implícita.

Da Figura 4.5 confirma-se que nem mesmo a parcela de FL coincidente com $M0$ (i.e., $FM0$), precisa ser explicitamente enumerada em sua totalidade.

Por fim, cabe ainda realizar uma análise da evolução de $M0$ e $P(M0)$ ao longo de EEG e EEG&T. Veja que, conforme os componentes das listas qualificadas são adicionados aos seus respectivos processos de enumeração, o espaço de estados relativo ao evento $M0$ também se altera, acompanhando o volume de componentes já adicionados. Como consequência, o valor de $P(M0)$ aumenta na medida em que

$M0$ cresce, visto que $P(M0)$ é igual ao produtório entre as disponibilidades dos componentes do Ω_M momentâneo (vide eq. (4.12)). Repare que o tamanho do Ω_M momentâneo decresce com o andamento do processo de enumeração, pois é formado pelos componentes da Lista Qualificada ainda não enumerados e pelos não listados.

4.4.10. Algoritmo Descritivo da Fase 2

Antes de apresentar o algoritmo descritivo da Fase 2 do ELAI, é necessário definir os parâmetros que a controlam, dos quais, alguns foram discutidos na subseção anterior. Definem-se, então:

- i. $PROB_{tol}^F$ – Tolerância para a probabilidade do estado de **falha** enumerado;
- ii. $PROB_{tol}^S$ – Tolerância para a probabilidade do estado de **sucesso** enumerado;
- iii. $EENS_{tol}^{INC}$ – Tolerância para o incremento percentual dos índices de energia;
- iv. $Ind_Dist_{tol}^{PBG}$ – Tolerância para a indisponibilidade distorcida;
- v. $NLista_G$ – Número de componentes da Lista_G;
- vi. $NLista_{G\&T}$ – Número de componentes da Lista_{G&T}.

Ainda com relação aos parâmetros, destaca-se que $PROB_{tol}^F$ é utilizado para controlar a enumeração implícita dos estados descendentes de falha, enquanto $PROB_{tol}^S$ é utilizado para controlar a não enumeração dos estados descendentes de sucesso. Os estados descendentes correspondem aos subsequentes àquele cuja probabilidade violou a respectiva tolerância ($PROB_{tol}^F$ ou $PROB_{tol}^S$). Tais estados terão nível de contingência maior, pois incluirão a falha de um ou mais equipamentos cujo estado ainda não foi alterado na presente sequência. Pensando apenas em $PROB_{tol}^F$, salienta-se que enumerar implicitamente os estados descendentes significa considerar a probabilidade acumulada de todos os estados subsequentes. Já com relação ao parâmetro $EENS_{tol}^{INC}$, salienta-se que o mesmo é utilizado para controlar a interrupção somente da inserção das estações geradoras aos processos de enumeração, de modo que, na EE_{G&T}, todos os circuitos ranqueados serão enumerados.

Isso corresponde a uma escolha feita no sentido de aumentar a eficiência de $EE_{G\&T}$, conforme justificado no parágrafo a seguir.

Apenas estações geradoras são listadas para a enumeração da $Lista_G$, enquanto a $Lista_{G\&T}$ apresenta também equipamentos de transmissão. Transformadores e linhas de transmissão falham menos que geradores, e, portanto, estados enumerados que apresentem contingências dos primeiros são menos prováveis. Na enumeração de tais contingências, isso significa que mais estados serão cortados pela tolerância de probabilidade de estado de sucesso $PROB_{tol}^S$. Em consequência, a adição de circuitos ao procedimento de $EE_{G\&T}$ implica em iterações mais rápidas, justificando a não interrupção do processo por $EENS_{tol}^{INC}$ nesses casos.

Adicionalmente ao discutido no parágrafo anterior, para fins de distinção entre EE_G e $EE_{G\&T}$, chama-se a atenção para o fato de que a dispersão da $Lista_G$ é, em geral, muito maior que a da $Lista_{G\&T}$. Nos cortes de carga por déficit de geração, todos os geradores indisponíveis são relevantes em alguma medida. Logo, mesmo tendo em mente o elevado custo computacional das funções de análise de adequação PBG, espera-se que a enumeração da $Lista_{G\&T}$ seja muito mais rápida que a enumeração da $Lista_G$. Este aspecto está direta e fortemente relacionado à dispersão da $Lista_{G\&T}$, a qual, em princípio, será muito reduzida para uma determinada barra ou área de interesse.

Finalmente, tendo em vista que na $EE_{G\&T}$ todos os circuitos ranqueados serão enumerados, é necessário adotar uma tolerância para a indisponibilidade distorcida apresentada por estes equipamentos, a $Ind_Dist_{tol}^{PBG}$. Tal tolerância permite desconsiderar circuitos com relevância muito baixa e que, muito provavelmente, não contribuirão para a formação dos índices de confiabilidade. Apenas para manter uma certa coerência na formação da $Lista_{G\&T}$, esta tolerância é aplicada também às indisponibilidades distorcidas das estações geradoras. Salienta-se que, em decorrência de $EENS_{tol}^{INC}$, as estações geradoras excluídas não seriam enumeradas, mesmo se participassem da $Lista_{G\&T}$.

Estando bem definidos EE_G e $EE_{G\&T}$, seus principais aspectos, bem como os parâmetros que controlam seus processos, é possível descrever os passos básicos que regem a Fase 2 do ELAI. Para isso, o algoritmo descritivo foi dividido em 2. Um referente à enumeração da $Lista_G$, e outro à enumeração da $Lista_{G\&T}$.

Algoritmo descritivo da FASE 2 – EE_G

- i) Inicie o contador do número de componentes da Lista_G adicionados ao processo de EE_G: $I_{EEG} = 1$;
- ii) Adicione o primeiro componente da Lista_G, realizando a sua enumeração, ou seja, obtenha os valores iniciais para os índices $LOLP_{BG}$, $EPNS_{BG}$, $LOLE_{BG}$ e $EENS_{BG}$;
- iii) Incremente $I_{EEG} \rightarrow I_{EEG} = I_{EEG} + 1$;
- iv) Armazene a $EENS_{BG}$ na variável de referência $EENS_{ref} = EENS_{BG}$;
- v) Faça a adição do componente de ordem I_{EEG} da Lista_G, por meio dos seguintes subpassos:
 - a. Faça a enumeração dos componentes adicionados, porém considerando o componente I_{EEG} na condição indisponível, e, respeitando $PROB_{tol}^F$ e $PROB_{tol}^S$, obtenha os índices auxiliares $LOLP_{BG}^{I_{EEG}}$ e $EPNS_{BG}^{I_{EEG}}$;
 - b. Atualize os índices, conforme equações (4.57) a (4.60);
- vi) Se $\left(\left(\frac{EENS_{BG}}{EENS_{ref}} - 1\right) > EENS_{tol}^{INC}\right)$ e $\left((I_{EEG} + 1) < NLista_G\right)$ retorne ao passo iii);
- vii) Imprima os resultados.

$$LOLP_{BG} = (LOLP_{BG} \times DISP^{I_{EEG}}) + LOLP_{BG}^{I_{EEG}} \quad (4.57)$$

$$EPNS_{BG} = (EPNS_{BG} \times DISP^{I_{EEG}}) + EPNS_{BG}^{I_{EEG}} \quad (4.58)$$

onde:

- $DISP^{I_{EEG}}$ – produtório das disponibilidades das unidades do componente I_{EEG} ;
- $LOLP_{BG}^{I_{EEG}}$ e $EPNS_{BG}^{I_{EEG}}$ – estimativas de $LOLP_{BG}$ e $EPNS_{BG}$ obtidas pela enumeração dos componentes adicionados, porém considerando o componente I_{EEG} na condição indisponível (subpasso v.a)) do algoritmo de EE_G).

$$LOLE_{BG} = LOLP_{BG} \times 8760 \quad (4.59)$$

$$EENS_{BG} = EPNS_{BG} \times 8760 \quad (4.60)$$

Algoritmo descritivo da FASE 2 – EE_{G&T}

- i) Inicie o contador do número de componentes da Lista_{G&T} adicionados ao processo de EE_{G&T}: $I_{EE_{G\&T}} = 1$;
- ii) Adicione o primeiro componente da Lista_{G&T}, realizando a sua enumeração, ou seja, obtenha os valores iniciais para os índices $LOLP_{PBG}$, $EPNS_{PBG}$, $LOLE_{PBG}$ e $EENS_{PBG}$;
- iii) Incremente $I_{EE_{G\&T}} \rightarrow I_{EE_{G\&T}} = I_{EE_{G\&T}} + 1$;
- iv) Armazene a $EENS_{PBG}$ na variável de referência $EENS_{ref} = EENS_{PBG}$;
- v) Faça a adição do componente de ordem $I_{EE_{G\&T}}$ da Lista_{G&T}, por meio dos seguintes subpassos:
 - a. Faça a enumeração dos componentes adicionados, porém considerando o componente $I_{EE_{G\&T}}$ na condição indisponível, e, respeitando $PROB_{tol}^F$ e $PROB_{tol}^S$, obtenha os índices auxiliares $LOLP_{PBG}^{I_{EE_{G\&T}}}$ e $EENS_{PBG}^{I_{EE_{G\&T}}}$;
 - b. Atualize os índices, conforme equações (4.61) a (4.64);
- vi) Se $\left(\left(\frac{EENS_{PBG}}{EENS_{ref}} - 1\right) > EENS_{tol}^{INC}\right)$ e $\left((I_{EE_{G\&T}} + 1) < NLista_{G\&T}\right)$ retorne ao passo iii);
- vii) Imprima os resultados.

$$LOLP_{PBG} = (LOLP_{PBG} \times DISP^{I_{EE_{G\&T}}}) + LOLP_{PBG}^{I_{EE_{G\&T}}} \quad (4.61)$$

$$EPNS_{PBG} = (EPNS_{PBG} \times DISP^{I_{EE_{G\&T}}}) + EPNS_{PBG}^{I_{EE_{G\&T}}} \quad (4.62)$$

onde:

- $DISP^{I_{EE_{G\&T}}}$ – produtório das disponibilidades das unidades do componente $I_{EE_{G\&T}}$;

- $LOLP_{PBG}^{I_{EE_{G\&T}}}$ e $EPNS_{PBG}^{I_{EE_{G\&T}}}$ – estimativas de $LOLP_{PBG}$ e $EPNS_{PBG}$ obtidas pela enumeração dos componentes adicionados, porém considerando o componente $I_{EE_{G\&T}}$ na condição indisponível (subpasso *v.a*) do algoritmo de $EE_{G\&T}$).

$$LOLE_{PBG} = LOLP_{PBG} \times 8760 \quad (4.63)$$

$$EENS_{PBG} = EPNS_{PBG} \times 8760 \quad (4.64)$$

Uma observação pode ser feita acerca do subpasso *v.a*) de ambos os algoritmos de EE_G e $EE_{G\&T}$. Quando o componente adicionado for uma estação geradora com mais de uma unidade, deve-se considerar todas as combinações das unidades geradoras, exceto aquela com todas em operação.

4.5. Conclusões

Este capítulo apresentou uma nova técnica de enumeração de estados para a avaliação da confiabilidade de sistemas G&T. Tal técnica deu origem ao programa ELAI e é dividida em duas etapas, a Fase 1, que obtém uma lista qualificada de equipamentos, e a Fase 2, que realiza um processo gradual de enumeração dos componentes da lista obtida.

A Fase 1 tem como plataforma uma breve simulação Monte Carlo, denominada por MCF1. Com base em conceitos da amostragem por importância, as amostras geradas pela MCF1 são utilizadas para o cálculo de novas distribuições de probabilidade. Estas novas distribuições permitem ranquear os equipamentos, quanto ao grau de relevância para a falha em estudo, e produzir a Lista_G e/ou Lista_{G&T}, conforme solicitação do usuário.

Na descrição da Fase 2 do ELAI, o espaço de estados é particionado no evento M_0 , no qual todos os equipamentos ainda não enumerados estão disponíveis, e seu complemento. A partir deste ponto, é demonstrado que uma boa aproximação para os índices de confiabilidade pode ser alcançada pela captura do evento FL (conjunto dos estados em que a configuração dos equipamentos enumerados é suficiente para a ocorrência da falha).

Diante de tudo que foi exposto neste capítulo, é possível extrair algumas conclusões. A Fase 1 do ELAI, por meio de listas qualificadas, conduz o processo de enumeração (Fase 2) de modo a otimizar o seu percurso, ampliando o encontro de regiões com elevada participação de estados severos/prováveis. Note que a enumeração é iniciada pelos equipamentos mais relevantes, o que implica em maior identificação de estados de falha, sobretudo daqueles que, em princípio, serão os mais prováveis (i.e., estados de falha com os menores números de quebras simultâneas). Combinando a este aspecto a grande contribuição da Fase 2, a enumeração implícita, o método é, então, capaz de capturar porções do espaço de estados de dimensões “astronômicas”. Por não necessitar de um elevado nível de convergência, a Fase 1 apresentará tempo de processamento muito inferior ao demandado por uma SMC_{NS} . Portanto, considerando que a Fase 2 foi projetada para incorrer em custo computacional reduzido, sobretudo no $EE_{G\&T}$, infere-se que o ELAI tem as condições necessárias para ser competitivo à SMC_{NS} .

5. Aplicação

5.1. Introdução

Este capítulo tem por objetivo avaliar o desempenho do método proposto em contraste com o da simulação Monte Carlo não sequencial (SMC_{NS}). Os resultados obtidos são analisados e discutidos visando validar a metodologia e destacar as dificuldades encontradas para tornar a enumeração competitiva em relação à SMC_{NS} . Aspectos relacionados às características dos sistemas reais, como a predominância dos índices relacionados a cortes posteriores ao balanço de geração (índices PBG) e o impacto do grau de abrangência/localização das quebras dos equipamentos na formação dos índices para determinadas áreas ou barras do sistema, são discutidos. Adicionalmente, é demonstrado que técnicas de enumeração que considerem todos os equipamentos de um sistema de médio porte ou maior, ou ainda, a enumeração a partir de uma lista mal elaborada, são práticas totalmente inviáveis.

Para as primeiras análises é utilizado o sistema *IEEE Reliability Test System - 1979* (RTS79) [59], visto que este é o mais recorrente na literatura. Posteriormente, visando avaliar o desempenho da metodologia proposta quando aplicada em um caso mais realista (i.e., um sistema de maior porte e com maior participação da rede de transmissão na composição dos índices de confiabilidade), são apresentados e discutidos os resultados obtidos para uma versão modificada do sistema *IEEE Reliability Test System - 1996* [62]. Em todos os testes realizados adotou-se um modelo linearizado para a rede de transmissão, bem como modelo de carga constante com valor igual ao respectivo pico anual.

O compilador Intel(R) Visual Fortran, versão 11.1, foi utilizado para implementar os algoritmos, e um computador equipado com processador Intel(R) Core(TM) i7 de 2 núcleos, 4 processadores e frequência de 2,5 GHz foi utilizado para realizar as simulações. As rotinas referentes à SMC_{NS} e à obtenção das listas qualificadas ($Lista_G$ e $Lista_{G\&T}$) foram baseadas nos trabalhos de Manso [68] e Fernández [75] e [76], respectivamente. Já as referentes aos processos de enumeração

gradual das listas (EE_G e $EE_{G\&T}$) foram integralmente desenvolvidas neste trabalho de mestrado.

A seguir são estabelecidos os valores adotados, em todos os testes realizados, para os parâmetros da ferramenta ELAI. Nas seções subsequentes são apresentados e detalhadamente discutidos os resultados de cada estudo realizado.

5.2. Especificação dos Parâmetros do ELAI

A seguir são apresentados os valores atribuídos aos parâmetros utilizados pela metodologia proposta, os quais são mantidos para todas as aplicações realizadas nesta dissertação. Salienta-se, porém, que dois deles ($PROB_{tol}^F$ e $PROB_{tol}^S$), aplicados na Fase 2, irão variar ao longo de cada execução do ELAI. Para tal, estes parâmetros consideram a variável $PROB_{L0}$, a qual corresponde ao produto das disponibilidades dos equipamentos adicionados até a presente iteração (i.e., que participam da enumeração realizada na iteração). Como $PROB_{L0}$ fica menor após cada inserção de equipamento ao respectivo processo de enumeração, os valores adotados para os parâmetros $PROB_{tol}^F$ e $PROB_{tol}^S$ decairão com o avançar da Fase 2.

PARÂMETROS DA FASE 1

- i. $\beta_{max}^{MCF1_BG} = 5,00\%$;
- ii. $\beta_{max}^{MCF1_PBG} = 10,00\%$;
- iii. $NS_{max}^{MCF1} = 50.000$;
- iv. $Ind_Dist_{tol}^{PBG} = 0,0050$.

PARÂMETROS DA FASE 2

- i. $PROB_{tol}^F = \begin{cases} PROB_{L0} \times 10^{-8}, & \text{para } EE_G \\ PROB_{L0} \times 10^{-4}, & \text{para } EE_{G\&T} \end{cases}$;
- ii. $PROB_{tol}^S = PROB_{L0} \times 10^{-10}$;
- iii. $EENS_{tol}^{INC} = 0,50\%$.

5.3. Sistema RTS79

O sistema RTS79 é muito provavelmente o mais utilizado por pesquisadores na validação de metodologias destinadas à avaliação da confiabilidade. A sua utilização nesta dissertação tem por objetivo iniciar a análise do desempenho da metodologia proposta, destacando alguns aspectos fundamentais para a sua aplicabilidade.

O sistema é constituído de 24 barras (17 de carga e 10 de geração) e 38 circuitos (CI), dispostos em 34 ramos. Nas 10 barras de geração existem 32 unidades geradoras, as quais estão distribuídas em 14 estações geradoras (EG). Dessa forma, o sistema apresenta 32 equipamentos de geração e 38 equipamentos de transmissão, 70 no total. Dados determinísticos podem ser visualizados no Apêndice A, enquanto as principais características, bem como dados estocásticos, podem ser encontradas em [59]. No entanto, com a finalidade de auxiliar a interpretação dos resultados obtidos, o diagrama do RTS79 é reproduzido na Figura 5.1.

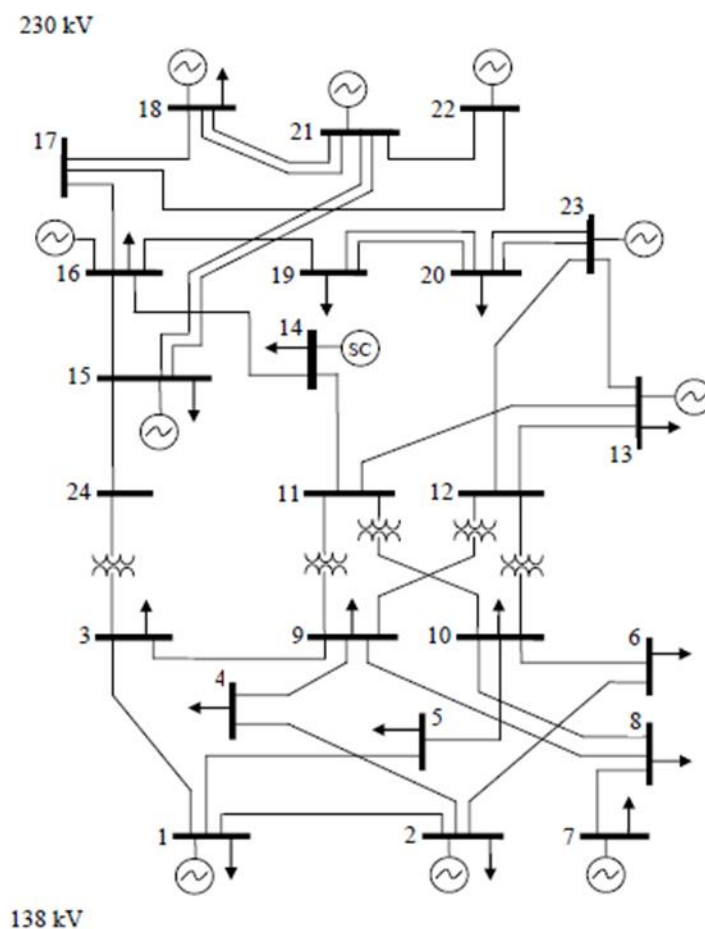


Figura 5.1: Diagrama representativo do sistema RTS79.

5.3.1.

Fase 1 - Obtenção de Lista_G e Lista_{G&T} para o Sistema RTS79

Passando pela primeira fase do ELAI obtiveram-se as listas qualificadas disponibilizadas pela Tabela 5.1 e Tabela 5.2. O tempo de processamento foi de 0,531 segundos.

Tabela 5.1: Lista_G do sistema RTS79.

Ordem	Componente	Barra	Indisponibilidade (pu)		Distorção (%)
			Distorcida	Original	
01	EG-11	21	0,4885	0,1203	306,11
02	EG-10	18	0,4687	0,1203	289,61
03	EG-14	23	0,2427	0,0802	202,65
04	EG-06	13	0,1074	0,0501	114,18
05	EG-13	23	0,0557	0,0401	38,94
06	EG-08	15	0,0534	0,0401	33,23
07	EG-09	16	0,0504	0,0401	25,62
08	EG-05	07	0,0249	0,0401	-37,83
09	EG-01	01	0,0237	0,1002	-76,39
10	EG-03	02	0,0191	0,1002	-80,96
11	EG-04	02	0,0107	0,0201	-46,71
12	EG-02	01	0,0069	0,0201	-65,74
13	EG-07	15	0,0046	0,0201	-77,16
14	EG-12	22	0,0023	0,0100	-77,16

Tabela 5.2: Lista_{G&T} do sistema RTS79.

Ordem	Componente	Barra	Barras Terminais		Indisponibilidade (pu)		Distorção (%)
			De	Para	Distorcida	Original	
01	EG-11	21	-	-	0,5766	0,1203	379,38
02	EG-10	18	-	-	0,4969	0,1203	313,08
03	EG-14	23	-	-	0,2270	0,0802	183,01
04	EG-06	13	-	-	0,1390	0,0501	177,37
05	EG-09	16	-	-	0,0368	0,0401	-8,22
06	EG-08	15	-	-	0,0307	0,0401	-23,51
07	EG-13	23	-	-	0,0307	0,0401	-23,52
08	EG-03	02	-	-	0,0153	0,1002	-84,70
09	EG-02	01	-	-	0,0092	0,0201	-54,11
10	EG-04	02	-	-	0,0092	0,0201	-54,11
11	EG-01	01	-	-	0,0061	0,1002	-93,88
12	CI-11	-	07	08	0,0061	0,0003	> 1000

As duas listas apresentam praticamente o mesmo grupo de equipamentos (as EGs 5, 7 e 12 só aparecem na Lista_G, enquanto o CI-11 só aparece na Lista_{G&T}), e com ranqueamento parecido. Isso ocorre, pois, conforme será mostrado, quase toda falha PBG ocorre simultaneamente com uma falha BG. Outro detalhe importante é o de que apenas um circuito apresentou alguma relevância à falha PBG do sistema. Isso reflete uma característica peculiar do sistema RTS79, o qual apresenta uma rede de transmissão muito robusta (baixo nível de carregamento e circuitos com indisponibilidades reduzidas). Neste sistema, a maior indisponibilidade para circuitos ($1,755 \times 10^{-3}$) é aproximadamente 5,7 vezes menor que a menor indisponibilidade para geradores ($1,000 \times 10^{-2}$). Finalizando, pode-se afirmar que as falhas, para as quais a saída de algum circuito diferente do CI-11 é relevante, configuram eventos com um nível de raridade suficiente para impedir que a indisponibilidade distorcida do circuito em questão fique superior ao valor mínimo estabelecido ($Ind_Dist_{tol}^{PBG} = 0,0050$).

5.3.2.

Fase 2 - Enumeração da Lista_G para o Sistema RTS79

Nesta subseção são discutidos os aspectos da Fase 2 relacionados à obtenção dos índices BG. Para tal, a Tabela 5.3 apresenta a evolução do processo de enumeração da Lista_G (EE_G).

Tabela 5.3: Evolução do EE_G para o sistema RTS79.

Adição		Nº de equip.	EE _{M0}	Aval.	Prob. Aval. (%)	Prob. M0 (%)	LOLP _{BG} (%)	EENS _{BG} (GWh/ano)	Tempo (s)
Nº	Comp.								
1	EG-11	1	2	2	100,00	26,77	0,0000	0,000	0,000
2	EG-10	2	4	4	100,00	30,43	1,4470	31,055	0,000
3	EG-14	3	8	8	100,00	33,08	3,1444	63,608	0,000
4	EG-06	6	64	32	87,46	38,60	5,9819	85,290	0,000
5	EG-13	8	256	95	84,22	41,90	6,0843	93,130	0,000
6	EG-08	9	512	185	84,33	43,65	6,1855	97,721	0,000
7	EG-09	10	1.024	353	84,43	45,47	6,3175	102,746	0,000
8	EG-05	13	8.192	1.064	75,89	51,41	6,8498	113,412	0,000
9	EG-01	15	32.768	2.540	69,49	63,50	7,3863	116,714	0,000
10	EG-03	17	131.072	5.547	63,58	78,44	7,8293	120,040	0,000
11	EG-04	19	524.223	9.477	62,38	81,69	7,9998	122,871	0,016
12	EG-02	21	$2,094 \times 10^6$	16.229	61,21	85,06	8,1719	125,737	0,031
13	EG-07	26	$6,316 \times 10^7$	32.311	55,32	94,13	8,3422	126,747	0,063
14	EG-12	32	$3,736 \times 10^9$	51.365	52,07	100,00	8,4988	129,448	0,109

Na primeira coluna (**Adição**) da Tabela 5.3 tem-se o número da adição e o componente da lista adicionado ao processo de enumeração. A segunda coluna indica o número de equipamentos presentes no estágio atual. As duas colunas seguintes trazem o número acumulado de estados enumerados em $M0$ (inclui EF_IE_{M0} , conjunto de estados descendentes de falha implicitamente enumerados, descrito na Subseção 4.4.9 e controlado por $PROB_{tol}^F$) e de avaliações realizadas até cada adição. A quinta coluna fornece a probabilidade acumulada dos estados avaliados, condicionada à ocorrência do evento $M0$, enquanto a sexta coluna fornece a probabilidade de $M0$. Por fim, têm-se as colunas com a evolução dos índices de confiabilidade ($LOLP_{BG}$ e $EENS_{BG}$) e do tempo de processamento.

Preliminarmente à análise dos resultados da Tabela 5.3, cabe destacar que a coluna **Aval.** recebe este nome para evitar confusão com a quantidade de estados avaliados. Note que somente uma avaliação (i.e., análise de adequação de estados) é necessária para cada grupo de estados repetidos, os quais são decorrentes da presença de EGs com duas ou mais unidades geradoras. Assim, é possível apontar que eventuais diferenças nos números das colunas EE_{M0} e **Aval.** se devem a dois fatores:

- i. estados repetidos por combinações das unidades geradoras de estações com duas ou mais unidades;
- ii. enumeração implícita dos estados descendentes (EF_IE_{M0}).

Analizando os resultados da Tabela 5.3, observa-se que a probabilidade acumulada das avaliações condicionadas a $M0$ fica em 100% até a terceira adição. Isso se deve ao fato das três primeiras estações adicionadas conterem, cada uma, somente uma unidade geradora. Este fato pode ser confirmado pelos três primeiros valores das colunas EE_{M0} e **Aval.**, os quais são idênticos. Ainda com relação a estas duas colunas, percebe-se que o número de estados enumerados cresce exponencialmente com o andamento do processo de enumeração. Como era de se esperar, este crescimento não é repetido pelo número de estados realmente avaliados (coluna **Aval.**). Cabe acrescentar que para o RTS79, que não é grande o suficiente para produzir um espaço de estados astronômico, o efeito da enumeração implícita dos estados descendentes na quantidade de avaliações foi insignificante (a probabilidade acumulada dos estados implicitamente enumerados, não fornecida na Tabela

5.3, foi de apenas 0,0198%). Assim, fica claro que a diferença entre EE_{M0} e **Aval.**, no caso do sistema RTS79, se deve, quase que exclusivamente, aos estados repetidos por combinações de unidades geradoras de uma mesma EG.

O impacto dos estados repetidos por combinações de unidades geradoras de uma mesma EG se reflete também na probabilidade condicionada das avaliações, a qual começa em 100% e termina com pouco mais que 52%. Já a probabilidade de $M0$, que, conforme eq. (4.12), é dada pelo produto das disponibilidades dos equipamentos ainda não enumerados, apresenta um comportamento inverso. Ela terá seu menor valor na primeira adição e será monotonicamente crescente. Como todas as EGs foram enumeradas o valor final de $P(M0)$ ficou em 100%, confirmando que todo espaço de estados foi enumerado. Este aspecto é, na verdade, característico da enumeração para índices BG, indicando que o ELAI, apesar dos bons resultados para este caso, pode apresentar pouca aplicabilidade para a análise de problemas de déficit de geração.

Por fim, dos resultados para os índices de confiabilidade, percebe-se uma evolução inicial muito significativa seguida por um forte amortecimento na medida em que equipamentos menos relevantes vão sendo adicionados. Como todos os equipamentos de geração foram enumerados ($P(M0) = 100\%$), tem-se que os índices de probabilidade obtidos são os verdadeiros, enquanto os de energia, conforme demonstrado na Subseção 4.4.7, permanecem fornecendo estimativas inferiores para os valores reais. Mais uma vez, destaca-se que a indesejada adição de todos os equipamentos ao processo de enumeração foi necessária, por se tratar de uma avaliação de índices para problemas de déficit de geração. Todavia, isso só se tornou possível pela dimensão reduzida, ou não elevada, do RTS79. Este último aspecto também explica o baixo tempo de processamento: 0,109 segundos.

5.3.3.

Fase 2 - Enumeração da Lista_{G&T} para o Sistema RTS79

Completando a análise da Fase 2, esta subseção detalha o processo de enumeração quando aplicado para a obtenção de índices PBG ($EE_{G\&T}$), o qual é aplicado à Lista_{G&T}. Neste caso é utilizada a Tabela 5.4, a qual apresenta uma coluna a mais que a Tabela 5.3. Tal coluna (**FPO**) fornece o número de execuções do fluxo de potência ótimo.

Tabela 5.4: Evolução do $EE_{G\&T}$ para o sistema RTS79.

Adição		Nº de equip.	EE_{M0}	Aval.	FPO	Prob. Aval. (%)	Prob. M0 (%)	LOLP _{PBG} (%)	EENS _{PBG} (GWh/ano)	Tempo (s)
Nº	Comp.									
1	EG-11	1	2	2	0	100,00	26,10	0,0000	0,000	0,000
2	EG-10	2	4	4	1	100,00	29,66	1,4470	1,328	0,016
3	EG-14	3	8	8	4	100,00	32,25	3,1444	2,715	0,016
4	EG-06	6	64	28	21	87,46	37,63	5,9819	3,599	0,031
5	EG-09	7	128	48	35	87,58	39,20	6,0157	3,759	0,063
6	EG-08	8	256	80	59	87,70	40,84	6,0843	3,937	0,078
7	EG-13	10	1.024	155	119	84,43	44,32	6,3175	4,347	0,141
8	EG-03	12	4.096	325	237	77,06	54,75	6,3492	4,433	0,266
9	EG-02	14	16.384	539	358	75,59	57,02	6,4799	4,536	0,391
10	EG-04	16	65.514	939	565	74,14	59,37	6,6072	4,638	0,609
11	EG-01	18	261.578	2.045	1.085	67,63	73,34	6,7421	4,733	1,094
12	CI-11	19	522.740	2.356	1.085	67,62	73,37	6,7486	4,754	1,125

Praticamente toda a análise realizada no processo de obtenção dos índices BG se aplica ao caso PBG. Isto já era esperado, uma vez que a Lista_{G&T} é muito semelhante à Lista_G e somente um equipamento de transmissão está presente na Lista_{G&T}, o CI-11, o qual aparece como último elemento.

No entanto, um aspecto fundamental pode ser destacado no caso de $EE_{G\&T}$, qual seja, a pequena quantidade de equipamentos enumerados (19) quando comparada ao total de 70. Isto significa que 51 equipamentos não foram adicionados ao processo de enumeração. Então, para cada estado de $M0$ existem $(2^{51} - 1) = 2,252 \times 10^{15}$ estados associados em $\overline{M0}$ (i.e., com a mesma configuração dos equipamentos adicionados ao processo de enumeração). Considerando as 2.356 avaliações realizadas em $M0$, tem-se que $2.356 \times (2^{51} - 1) = 5,305 \times 10^{18}$ avaliações, no espaço de $\overline{M0}$, foram implicitamente realizadas pela ferramenta ELAI. Por fim, informa-se que a quantidade de estados implicitamente enumerados em $M0$ ($E_{IE_{M0}}$) ficou em 458.967 estados. Considerando este último valor, tem-se que o total de estados implicitamente enumerados (E_{IE}), dado pela eq. (5.1), atinge $1,177 \times 10^{21}$ estados.

$$E_{IE} = EE_{M0} \times (2^m - 1) + E_{IE_{M0}} \quad (5.1)$$

onde m é o total de equipamentos não adicionados ao processo de enumeração.

5.3.4. Desempenho do ELAI para o Sistema RTS79

Nesta subseção o desempenho da metodologia proposta nesta dissertação é avaliado tendo como referência os resultados obtidos por um algoritmo de simulação não sequencial. Sabe-se que a SMC_{NS} não fornece os valores verdadeiros dos índices, mas uma boa estimativa para cada índice, a qual será mais ou menos consistente de acordo com o limite de incerteza estabelecido. Para propiciar uma avaliação mais consistente do método ELAI, optou-se por obter uma faixa de resultados a partir de um determinado número execuções da SMC_{NS} com sementes iniciais diferentes. Desse modo, espera-se que os resultados obtidos pelo ELAI fiquem dentro da faixa de valores obtidos. Na Tabela 5.5 e Tabela 5.6 têm-se, respectivamente, os índices e o desempenho apresentados pelo método ELAI em comparação com os obtidos por 10 execuções da SMC_{NS} considerando uma incerteza relativa de 3%. A incerteza escolhida busca garantir uma boa convergência para cada simulação executada, com pouca variação nos índices obtidos, sem que custo computacional fique muito elevado.

A LOLP combinada ($LOLP_C$) obtida via ELAI, usualmente denominada por composta, ficou em 8,5076%. Subtraindo desse valor, a $LOLP_{BG}$, tem-se a parcela do índice que corresponde à probabilidade das falhas PBG que não ocorrem simultaneamente com falhas BG. Tal parcela (0,0088%) é muito pequena, correspondendo a apenas 0,13% da $LOLP_{PBG}$, o que respalda a explicação dada para a semelhança entre as listas $Lista_G$ e $Lista_{G\&T}$. Quanto aos índices de energia, pode-se confirmar que o valor combinado é exatamente a soma das parcelas BG e PBG.

Observando os resultados do ELAI em contraste com os da SMC_{NS} é possível notar que os índices BG de probabilidade do primeiro estão dentro da faixa de valores do segundo, e, inclusive, muito próximos dos valores médios. Isso, na verdade, diz mais sobre a qualidade do grau de incerteza utilizado para a SMC_{NS} , pois, conforme já apontado, os índices de probabilidade BG obtidos pelo ELAI, para o RTS79, são os verdadeiros. Os índices de energia, por serem limites inferiores, ficaram pouco abaixo dos valores mínimos. Por outro lado, se a incerteza relativa de 3% adotada para a SMC_{NS} garante índices com elevado grau de confiança, a média das 10 execuções realizadas é um valor ainda mais convergido (possui uma incerteza bem menor). Portanto estes resultados atestam a precisão do método proposto.

Tabela 5.5: Índices de confiabilidade – Sistema RTS79.

	ELAI	SMC _{NS}		
		Médio	Mínimo	Máximo
LOLP_{BG} (%)	8,4988	8,5726	8,4141 (1,98%)	8,7603 (1,65%)
LOLE_{BG} (h/ano)	744,49	750,96	737,07 (1,98%)	767,40 (1,65%)
EPNS_{BG} (MW)	14,7772	15,1507	15,0111 (2,65%)	15,4781 (2,19%)
EENS_{BG} (GWh/ano)	129,448	132,720	131,497 (2,65%)	135,588 (2,19%)
LOLP_{PBG} (%)	6,7486	6,2244	6,0744 (2,19%)	6,4385 (1,95%)
LOLE_{PBG} (h/ano)	591,18	545,25	532,12 (2,19%)	564,01 (1,95%)
EPNS_{PBG} (MW)	0,5426	0,5202	0,5023 (3,00%)	0,5431 (3,00%)
EENS_{PBG} (GWh/ano)	4,754	4,557	4,400 (3,00%)	4,757 (3,00%)
LOLP_C (%)	8,5076	8,5819	8,4177 (1,98%)	8,7760 (1,65%)
LOLE_C (h/ano)	745,26	751,78	737,39 (1,98%)	768,77 (1,65%)
EPNS_C (MW)	15,3199	15,6708	15,5210 (2,65%)	15,4781 (2,19%)
EENS_C (GWh/ano)	134,202	137,277	135,964 (2,65%)	140,245 (2,19%)

Tabela 5.6: Desempenho computacional – Sistema RTS79.

	ELAI				SMC _{NS}		
	Fase 1	Fase 2		Total	Médio	Mínimo	Máximo
		EE _G	EE _{G&T}				
Tempo (s)	0,531	0,109	1,125	1,765	3,019	2,516	3,953
Avaliações	8.398	51.365	2.356	62.119	31.666	27.656	38.332
FPO	382	-	1.085	1.467	2.242	1.938	2.771

Quanto aos índices PBG percebe-se que o ELAI obteve estimativas um pouco elevadas. Os índices de probabilidade ficaram 4,82% acima do maior valor encontrado pela SMC_{NS}. Como as duas metodologias são não tendenciosas e possuem mesma análise de adequação de estados, a única explicação para este fato seria a adoção da hipótese de coerência, necessária para estender para $\overline{M0}$ os resultados obtidos com a enumeração realizada $M0$.

Com relação ao desempenho computacional obtido para o RTS79, destaca-se o elevado grau de competitividade apresentado pelo ELAI. Seu tempo de

processamento ficou 41,54% abaixo da média dos tempos gastos pela SMC_{NS}. Neste ponto, cabe salientar que o RTS79 é um sistema de pequeno porte, o que viabiliza a aplicação do ELAI até mesmo para a obtenção de índices sistêmicos. Este aspecto foi ainda mais importante para a análise de EE_{G&T}, pois, conforme mostrado nessa subseção, o sistema RTS79 tem forte predominância por problemas de déficit de geração, com a maioria das falhas PBG ocorrendo simultaneamente com falhas BG. Esta característica é inteiramente desfavorável a um método baseado em enumeração. Felizmente, ela não reproduz o comportamento de sistemas reais.

Visando avaliar a metodologia proposta nesta dissertação quando aplicada a situações mais próximas da realidade, a próxima seção detalha e discute os resultados e desempenhos apresentados pelo sistema denominado MRTS96. Este sistema, embora não seja considerado de grande porte, apresenta características comuns aos sistemas reais, as quais são indispensáveis para a correta avaliação do ELAI.

Porém, antes de passar para a próxima seção, cabe informar que uma configuração modificada do sistema RTS79 [37], a qual apresenta valores de carga e capacidade de geração duplicados, também foi analisada pelo ELAI. No entanto, a dimensão reduzida do sistema implicou em grandes semelhanças nas análises e abstrações que poderiam ser extraídas. Portanto, optou-se por não apresentar a aplicação do ELAI a esta configuração modificada do RTS79.

5.4. Sistema MRTS96

O sistema *IEEE Modified Reliability Test System – 1996* (MRTS96) [84] é uma versão modificada do original *IEEE Reliability Test System – 1996* [62]. A versão original deste sistema é uma importante contribuição visando fornecer uma configuração capaz de reproduzir com maior fidelidade o comportamento dos sistemas reais. Ela resulta da junção de 3 sistemas RTS79, conectados por meio de 6 circuitos e 1 barra adicional. Como resultado, tem-se um sistema com 73 barras, sendo 51 de carga, e 120 circuitos. As 42 estações geradoras estão distribuídas entre 30 barras de geração e o número de unidades geradoras fica em 96. Portanto, o total de equipamentos do sistema sobe para 216.

Adicionalmente, as modificações adotadas para obtenção do MRTS96 resultam em uma configuração ainda mais realista, a qual apresenta uma predominância

maior para os índices PBG. Para tal, o sistema de transmissão deve ser estressado. Com este objetivo, a carga de cada barra com consumidores e a capacidade de cada unidade geradora foram duplicadas.

Maiores informações sobre o sistema MRTS96 podem ser obtidas em [62]. Apenas o diagrama da Figura 5.2 é fornecido nesta dissertação, o qual é suficiente para o entendimento das análises feitas nas subseções seguintes.

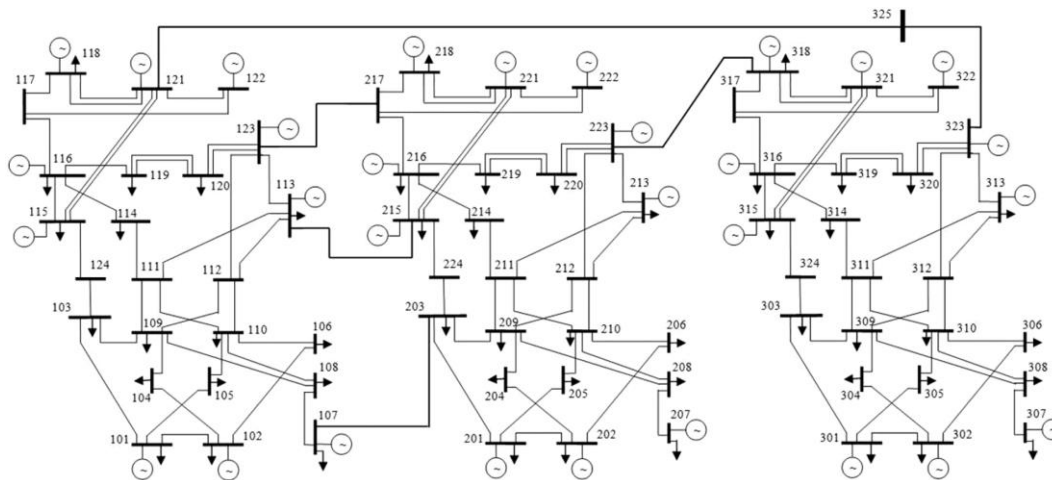


Figura 5.2: Diagrama representativo do sistema MRTS96.

5.4.1.

Fase 1 - Obtenção de $Lista_G$ e $Lista_{G\&T}$ para o Sistema MRTS96

Visando a análise da metodologia ao se avaliar índices para todo o sistema MRTS96, foram obtidas as listas qualificadas $Lista_G$ e $Lista_{G\&T}$, disponibilizadas pela Tabela 5.7 e Tabela 5.8. O tempo de processamento foi de 36,734 segundos.

Para esse sistema as listas são bem diferentes. Apesar das estações geradoras ainda serem maciçamente mais importantes para a falha PBG do sistema, o ranqueamento apresentado em cada lista se difere bastante. Já com relação aos poucos circuitos, vê-se uma presença maior do que para o RTS79, passando de apenas 1 para 6 circuitos. Este aumento se deve ao estresse da rede de transmissão. Contudo, tais circuitos permanecem demasiadamente confiáveis, o que impede uma participação maior e mais efetiva (5 deles estão nas últimas posições). Por fim, o aspecto que será mais impactante à Fase 2 está nos tamanhos das listas, muito maiores que as obtidas para o RTS79. Conforme observado na Subseção 5.3.2, o número de estados enumerados, e por consequência o esforço computacional, cresce exponencialmente com o andamento do processo de enumeração.

Tabela 5.7: Lista₆ do sistema MRTS96.

Ordem	Componente	Barra	Indisponibilidade (pu)		Distorção (%)
			Distorcida	Original	
01	EG-11	121	0,3950	0,1203	228,40
02	EG-24	218	0,3909	0,1203	224,98
03	EG-39	321	0,3895	0,1203	223,84
04	EG-10	118	0,3827	0,1203	218,14
05	EG-25	221	0,3827	0,1203	218,14
06	EG-38	318	0,3731	0,1203	210,16
07	EG-42	323	0,2469	0,0802	207,84
08	EG-28	223	0,2455	0,0802	206,13
09	EG-14	123	0,2400	0,0802	199,29
10	EG-06	113	0,0677	0,0501	34,98
11	EG-34	313	0,0640	0,0501	27,69
12	EG-20	213	0,0626	0,0501	24,95
13	EG-22	215	0,0466	0,0401	16,29
14	EG-09	116	0,0439	0,0401	9,45
15	EG-23	216	0,0425	0,0401	6,03
16	EG-13	123	0,0425	0,0401	6,02
17	EG-37	316	0,0412	0,0401	2,61
18	EG-41	323	0,0398	0,0401	-0,82
19	EG-08	115	0,0370	0,0401	-7,65
20	EG-27	223	0,0329	0,0401	-17,92
21	EG-36	315	0,0316	0,0401	-21,33
22	EG-19	207	0,0242	0,0401	-39,58
23	EG-05	107	0,0219	0,0401	-45,28
24	EG-33	307	0,0219	0,0401	-45,28
25	EG-32	302	0,0165	0,0201	-17,92
26	EG-03	102	0,0144	0,1002	-85,63
27	EG-17	202	0,0137	0,1002	-86,31
28	EG-31	302	0,0130	0,1002	-87,00
29	EG-01	101	0,0123	0,1002	-87,68
30	EG-15	201	0,0117	0,1002	-88,37
31	EG-30	301	0,0110	0,0201	-45,28
32	EG-18	202	0,0103	0,0201	-48,70
33	EG-16	201	0,0089	0,0201	-55,54
34	EG-29	301	0,0082	0,1002	-91,79
35	EG-02	101	0,0069	0,0201	-65,80
36	EG-04	102	0,0055	0,0201	-72,64
37	EG-12	122	0,0032	0,0100	-68,08
38	EG-40	322	0,0027	0,0100	-72,64
39	EG-26	222	0,0016	0,0100	-84,04
40	EG-21	215	0,0008	0,0201	-95,89
41	EG-07	115	0,0005	0,0201	-97,26
42	EG-35	315	0,0005	0,0201	-97,26

Tabela 5.8: Lista_{G&T} do sistema MRTS96.

Ordem	Componente	Barra	Barras Terminais		Indisponibilidade (pu)		Distorção (%)
			De	Para	Distorcida	Original	
01	EG-03	102	-	-	0,0465	0,1002	-53,60
02	EG-10	118	-	-	0,0432	0,1203	-64,09
03	EG-11	121	-	-	0,0399	0,1203	-66,85
04	EG-31	302	-	-	0,0382	0,1002	-61,89
05	EG-25	221	-	-	0,0366	0,1203	-69,61
06	EG-14	123	-	-	0,0365	0,0802	-54,43
07	EG-29	301	-	-	0,0332	0,1002	-66,86
08	EG-30	301	-	-	0,0332	0,0201	65,66
09	EG-32	302	-	-	0,0332	0,0201	65,66
10	EG-01	101	-	-	0,0316	0,1002	-68,51
11	EG-28	223	-	-	0,0299	0,0802	-62,71
12	EG-24	218	-	-	0,0266	0,1203	-77,90
13	EG-38	318	-	-	0,0266	0,1203	-77,90
14	EG-39	321	-	-	0,0266	0,1203	-77,90
15	EG-42	323	-	-	0,0266	0,0802	-66,85
16	EG-02	101	-	-	0,0266	0,0201	32,53
17	EG-04	102	-	-	0,0266	0,0201	32,53
18	EG-18	202	-	-	0,0266	0,0201	32,53
19	EG-16	201	-	-	0,0249	0,0201	24,24
20	EG-20	213	-	-	0,0144	0,0501	-71,28
21	EG-34	313	-	-	0,0144	0,0501	-71,28
22	CI-07	-	103	124	0,0133	0,0018	657,08
23	EG-13	123	-	-	0,0116	0,0401	-71,00
24	EG-17	202	-	-	0,0100	0,1002	-90,05
25	EG-23	216	-	-	0,0100	0,0401	-75,14
26	EG-37	316	-	-	0,0100	0,0401	-75,14
27	EG-15	201	-	-	0,0083	0,1002	-91,71
28	EG-09	116	-	-	0,0066	0,0401	-83,42
29	EG-06	113	-	-	0,0066	0,0501	-86,74
30	EG-33	307	-	-	0,0066	0,0401	-83,43
31	CI-15	-	109	111	0,0066	0,0018	278,54
32	CI-18	-	110	112	0,0066	0,0018	278,54
33	CI-57	-	210	211	0,0066	0,0018	278,54
34	CI-58	-	210	212	0,0066	0,0018	278,54
35	CI-86	-	303	324	0,0066	0,0018	278,54

Observando a Lista_G, nota-se que a sequência dos geradores é, de certa forma, semelhante à da lista em RTS79, na medida que os principais geradores de RTS79 e seus análogos em MRTS96 aparecem nas primeiras posições das respectivas listas, e com ordenamento parecido. Essa característica era esperada visto que um sistema é a triplicação do outro e o déficit de geração é obtido via comparação direta

entre geração disponível e carga. Já para Lista_{G&T} não cabe a mesma interpretação, um pouco porque os 3 subsistemas de MRTS96 se conectam por meio de 1 barra adicional e de 6 novos circuitos, e muito porque a transmissão é estressada. O que pode ser dito a respeito da Lista_{G&T} é que ela apresenta homogeneidade na relevância dos equipamentos. Isso permite pressupor que os índices terão crescimentos suaves ao longo do processo de enumeração e, ainda, que será necessário enumerar muitos equipamentos, o que tem impacto negativo para o custo computacional.

5.4.2.

Fase 2 - Enumeração da Lista_G para o Sistema MRTS96

Assim como procedido para o RTS79, primeiramente é realizada a avaliação de índices BG. A Tabela 5.9 apresenta a evolução do processo de enumeração quando aplicado à Lista_G (EE_G).

Confirmando o impacto da quantidade maior de equipamentos do sistema, destacam-se:

- i. o tempo de processamento final (343,531 s), considerado muito alto para uma análise do parque de geração;
- ii. os números bastante elevados de estados enumerados em $M0$ ($5,47 \times 10^{17}$) e de avaliações (~60 milhões);
- iii. a probabilidade final das avaliações, a qual apresenta valor baixo (25,44%), decorrente do elevado número de estados repetidos (muitas estações geradoras com duas ou mais unidades);
- iv. a evolução da probabilidade de $M0$ (de 1,48%, na adição 1, a 56,76%, na adição 34), com valores muito reduzidos em comparação aos apresentados pelo RTS79.

Grande parte das análises quanto à evolução do EE_G, realizadas para o RTS79, podem ser aqui repetidas. No entanto, as observações listadas acima, exemplificam a grande dificuldade encontrada pela enumeração de estados para a avaliação de índices BG de sistema de médio a grande porte. Apesar do grande esforço computacional (demandando mais 343 segundos para quase 60 milhões de avaliações), a EE_G não conseguiu atingir um evento $M0$ com elevada probabilidade (próxima a 100%), uma condição necessária para avaliar índices BG.

Tabela 5.9: Evolução do EE_G para o sistema MRTS96.

Adição		Nº de equip.	EE_{M0}	Aval.	Prob. Aval. (%)	Prob. M0 (%)	LOLP _{BG} (%)	EENS _{BG} (GWh/ano)	Tempo (s)
Nº	Comp.								
1	EG-11	1	2	2	100,00	1,48	0,0000	0,000	0,000
2	EG-24	2	4	4	100,00	1,69	0,0000	0,000	0,000
3	EG-39	3	8	8	100,00	1,92	0,0000	0,000	0,000
4	EG-10	4	16	16	100,00	2,18	0,0000	0,000	0,000
5	EG-25	5	32	32	100,00	2,48	0,0025	0,148	0,000
6	EG-38	6	64	64	100,00	2,82	0,0136	0,819	0,000
7	EG-42	7	128	128	100,00	3,06	0,0331	1,859	0,000
8	EG-28	8	256	256	100,00	3,33	0,0663	3,545	0,000
9	EG-14	9	512	512	100,00	3,62	0,1175	6,066	0,000
10	EG-06	12	4.096	1.907	87,46	4,23	0,2473	8,723	0,000
11	EG-34	15	32.768	5.857	76,55	4,93	0,3694	11,945	0,016
12	EG-20	18	262.071	14.797	67,04	5,75	0,4974	15,921	0,078
13	EG-22	19	523.779	22.645	67,32	5,99	0,5264	16,734	0,125
14	EG-09	20	1,046×10 ⁶	34.457	67,59	6,24	0,5555	17,582	0,188
15	EG-23	21	2,086×10 ⁶	52.054	67,85	6,50	0,5849	18,464	0,281
16	EG-13	23	8,320×10 ⁶	95.672	65,49	7,06	0,6442	20,349	0,516
17	EG-37	24	1,658×10 ⁷	136.165	65,72	7,35	0,6743	21,331	0,750
18	EG-41	26	6,621×10 ⁷	231.993	63,41	7,98	0,7351	23,441	1,281
19	EG-08	27	1,320×10 ⁸	314.651	63,61	8,31	0,7661	24,524	1,688
20	EG-27	29	5,280×10 ⁸	506.950	61,36	9,02	0,8289	26,874	2,719
21	EG-36	30	1,053×10 ⁹	661.470	61,54	9,40	0,8606	28,062	3,578
22	EG-19	33	8,370×10 ⁹	1,153×10 ⁶	55,34	10,63	0,9023	30,225	6,312
23	EG-05	36	6,688×10 ¹⁰	1,841×10 ⁶	49,79	12,02	0,9526	32,524	10,312
24	EG-33	39	5,349×10 ¹¹	2,783×10 ⁶	44,82	13,59	1,0095	34,941	16,375
25	EG-32	41	2,085×10 ¹²	3,383×10 ⁶	44,08	14,15	1,0286	35,369	19,969
26	EG-03	43	8,367×10 ¹²	5,086×10 ⁶	40,77	17,48	1,0648	35,700	29,688
27	EG-17	45	3,349×10 ¹³	7,564×10 ⁶	37,63	21,59	1,0955	36,063	45,297
28	EG-31	47	1,340×10 ¹⁴	1,126×10 ⁷	34,68	26,67	1,1211	36,437	64,391
29	EG-01	49	5,360×10 ¹⁴	1,679×10 ⁷	31,90	32,94	1,1434	36,817	91,062
30	EG-15	51	2,144×10 ¹⁵	2,502×10 ⁷	29,31	40,69	1,1625	37,194	131,125
31	EG-30	53	8,494×10 ¹⁵	2,982×10 ⁷	28,78	42,38	1,1785	37,586	154,953
32	EG-18	55	3,389×10 ¹⁶	3,529×10 ⁷	28,25	44,13	1,1939	37,961	186,297
33	EG-16	57	1,355×10 ¹⁷	4,150×10 ⁷	27,74	45,95	1,2087	38,320	224,641
34	EG-29	59	5,472×10 ¹⁷	5,997×10 ⁷	25,44	56,76	1,2185	38,503	343,531

5.4.3.

Fase 2 - Enumeração da Lista_{G&T} para o Sistema MRTS96

Completando a análise da Fase 2, quando aplicada ao MRTS96, esta subseção traz comentários acerca do processo de enumeração para obtenção dos índices PBG ($EE_{G\&T}$). As informações necessárias para análise estão sintetizadas na Tabela 5.10.

Tabela 5.10: Evolução do $EE_{G\&T}$ para o sistema MRTS96.

Adição		Nº de equip.	EE_{M0}	Aval.	FPO	Prob. Aval. (%)	Prob. M0 (%)	LOLP _{PBG} (%)	$EENS_{PBG}$ (GWh/ano)	Tempo (s)
Nº	Comp.									
1	EG-03	2	4	3	2	90,98	1,49	1,0050	0,228	0,05
2	EG-10	3	8	6	5	90,98	1,69	1,0050	0,228	0,08
3	EG-11	4	16	12	11	90,98	1,92	2,4374	3,380	0,19
4	EG-31	6	64	35	34	82,77	2,37	3,4178	3,628	0,70
5	EG-25	7	128	66	65	82,77	2,70	3,4178	5,297	1,17
6	EG-14	8	256	120	119	82,77	2,93	3,4178	8,017	1,89
7	EG-29	10	1.024	266	264	75,30	3,62	6,7696	8,682	4,00
8	EG-30	12	4.096	361	359	73,80	3,77	10,4714	17,003	5,23
9	EG-32	14	16.384	494	492	72,34	3,93	14,0262	27,463	7,06
10	EG-01	16	65.536	1.067	1.063	65,80	4,85	16,9797	28,880	16,08
11	EG-28	17	131.072	1.637	1.633	65,78	5,28	17,0511	29,901	23,69
12	EG-24	18	262.144	2.399	2.395	65,75	6,00	17,2918	37,001	36,13
13	EG-38	19	524.288	3.337	3.333	65,71	6,82	17,5320	42,629	52,36
14	EG-39	20	$1,049 \times 10^6$	4.534	4.530	65,64	7,75	18,3914	56,463	68,80
15	EG-42	21	$2,097 \times 10^6$	6.042	6.038	65,57	8,43	19,1058	71,286	87,61
16	EG-02	23	$8,389 \times 10^6$	6.665	6.661	64,19	8,78	22,3176	79,070	95,72
17	EG-04	25	$3,355 \times 10^7$	7.426	7.422	62,85	9,14	25,4020	88,839	106,14
18	EG-18	27	$1,342 \times 10^8$	8.332	8.328	61,52	9,52	28,3639	92,816	126,27
19	EG-16	29	$5,369 \times 10^8$	9.390	9.386	60,23	9,91	31,2084	95,104	148,92
20	EG-20	32	$4,295 \times 10^9$	15.314	15.310	52,64	11,56	32,6638	108,796	226,81
21	EG-34	35	$3,436 \times 10^{10}$	21.155	21.151	46,04	13,49	34,3705	137,014	309,50
22	CI-07	36	$6,872 \times 10^{10}$	21.351	21.347	46,02	13,52	34,4857	138,479	312,84
23	EG-13	38	$2,749 \times 10^{11}$	36.852	36.848	44,33	14,67	34,7207	140,826	513,56
24	EG-17	40	$1,100 \times 10^{12}$	61.996	61.992	40,51	18,12	34,9155	137,693	889,80
25	CI-15	41	$2,200 \times 10^{12}$	63.893	63.889	40,50	18,15	34,9667	137,666	920,03
26	CI-18	42	$4,398 \times 10^{12}$	64.147	64.143	40,49	18,19	35,0809	139,552	925,05
27	CI-57	43	$8,796 \times 10^{12}$	64.416	64.412	40,47	18,22	35,1948	141,348	931,64
28	CI-58	44	$1,759 \times 10^{13}$	64.700	64.696	40,45	18,25	35,3085	142,830	937,05
29	CI-86	45	$3,518 \times 10^{13}$	64.999	64.995	40,43	18,28	35,4221	144,381	942,75

Na enumeração da Lista_{G&T} o componente 24, EG-17, foi o último gerador acrescentado ao processo de enumeração, pois o incremento aos índices de energia proporcionado pela sua adição ficou abaixo do limite estabelecido por $EENS_{tol}^{INC}$ (0,50%). Contrariamente, e em respeito à metodologia proposta, todo circuito presente na Lista_{G&T} foi enumerado, mesmo aqueles que porventura tenham apresentado baixa contribuição para o índice $EENS_{BG}$. Dito isso, vê-se que a $EE_{G\&T}$ se assemelha à EE_G no sentido de que muitos equipamentos são adicionados ao processo, sem produzir índices que se aproximem dos valores reais. Na próxima

subseção será mostrado que a interrupção da $EE_{G\&T}$ também é precoce sem resultar em esforço computacional reduzido.

Para o MRTS96, os números relacionados a estados enumerados ($3,52 \times 10^{13}$) e avaliações (64.999) ficam bem mais elevados que os apresentados pelo RTS79. Um acréscimo ainda maior ocorre para o número de estados implicitamente enumerados em $M0$ ($E_{IE_{M0}} = 2,563 \times 10^{13}$), não fornecido pela Tabela 5.10, e para o total (em $M0$ e $\overline{M0}$) de estados implicitamente enumerados ($E_{IE} = 1,053 \times 10^{65}$), calculado por meio da eq. (5.1).

5.4.4.

Desempenho do ELAI para o Sistema Completo (MRTS96)

Assim como feito com o sistema RTS79, a Tabela 5.11 e Tabela 5.12 fornecem, respectivamente, os índices e o desempenho apresentados pelo método ELAI em comparação com os obtidos por 10 execuções da SMC_{NS} considerando uma incerteza relativa de 3%.

Tabela 5.11: Índices de confiabilidade – Sistema MRTS96.

	ELAI	SMC _{NS}		
		Médio	Mínimo	Máximo
LOLP_{BG} (%)	1,2185	1,3616	1,1543 (10,66%)	1,4725 (9,34%)
LOLE_{BG} (h/ano)	106,74	119,28	101,12 (10,66%)	128,99 (9,34%)
EPNS_{BG} (MW)	4,3953	5,7429	4,3787 (14,64%)	6,3073 (12,45%)
EENS_{BG} (GWh/ano)	38,503	50,308	38,357 (14,64%)	55,252 (12,45%)
LOLP_{PBG} (%)	35,4221	41,4820	40,4789 (1,36%)	42,3247 (1,33%)
LOLE_{PBG} (h/ano)	3.102,97	3.633,82	3.545,95 (1,36%)	3.707,65 (1,33%)
EPNS_{PBG} (MW)	16,4818	37,8821	35,3081 (3,00%)	39,4064 (3,00%)
EENS_{PBG} (GWh/ano)	144,381	331,848	309,299 (3,00%)	345,200 (3,00%)
LOLP_C (%)	36,5084	41,4820	40,4789 (1,36%)	42,3247 (1,33%)
LOLE_C (h/ano)	3.198,14	3.633,82	3.545,95 (1,36%)	3.707,65 (1,33%)
EPNS_C (MW)	20,8792	43,6251	41,4889 (3,71%)	45,7137 (3,62%)
EENS_C (GWh/ano)	182,902	382,156	363,443 (3,71%)	400,452 (3,62%)

Preliminarmente, cabe ressaltar que os índices BG obtidos via SMC_{NS} estão pouco convergidos, com valor de incerteza em torno de 10% para a $LOLP_{BG}$ e de 13% para a $EENS_{BG}$. Contudo, esta dissertação tem foco na obtenção de índices PBG, sendo esses responsáveis por quase a totalidade dos índices combinados, tanto para o MRTS96 quanto (e de forma bem mais intensa) para sistemas reais. Até mesmo para o MRTS96, a contribuição da análise BG para a convergência (SMC_{NS}) dos índices combinados é nula para a LOLP/LOLE, e muito pouco significativa para os índices de energia.

Tabela 5.12: Desempenho computacional – Sistema MRTS96.

	ELAI				SMC _{NS}		
	Fase 1	Fase 2		Total	Médio	Mínimo	Máximo
		EE _G	EE _{G&T}				
Tempo (s)	36,734	343,531	942,750	1.323,015	111,750	103,141	119,891
Avaliações	51.539	$5,997 \times 10^7$	64.999	$6,010 \times 10^7$	7.715	8.070	7.341
FPO	2.271	-	64.995	67.266	7.536	7.179	7.898

O tempo de processamento gasto para a obtenção dos índices BG, de 343,531 segundos, é muito elevado, o que, mais uma vez, contraindica o emprego do ELAI para avaliar sistemas de geração. Este resultado já era esperado tendo em mente que a $Lista_G$ fica muito dispersa, pois a gama de equipamentos relevantes, e com nível próximo de relevância, fica muito elevada. Note que não apenas o número de estados enumerados ($5,47 \times 10^{17}$), mas também o número de avaliações (60 milhões), é muito elevado. Tendo em mente a intensa dispersão da $Lista_G$, o que implica em elevada abrangência de equipamentos com impacto para a formação dos índices BG, conclui-se que a metodologia ELAI, no estágio em que ela se encontra, não se mostra uma alternativa ao emprego da SMC_{NS} para a análise de sistemas de geração de médio a grande porte.

Já em relação à análise PBG, é necessário destacar que a avaliação de índices para o sistema completo teve o propósito de evidenciar a principal limitação da metodologia. Tal limitação está relacionada à dificuldade encontrada pelo processo de enumeração (Fase 2 do ELAI) quando a composição dos índices de confiabilidade é impactada por uma extensa gama de equipamentos. Logicamente, a pior situação ocorre ao se avaliar índices sistêmicos. Se com a aplicação ao RTS79 esta

limitação não ficou devidamente evidenciada, para o caso do MRTS96, tem-se um tempo de processamento 11,84 vezes maior que a média das 10 execuções da SMC_{NS} . E mesmo com todo este esforço computacional os índices de energia se apresentam muito distantes do desejado. Em relação às médias obtidas pela SMC_{NS} , a $LOLP_{PBG}$ alcançou 85,55% de aproveitamento, enquanto a $EENS_{PBG}$ atingiu apenas 43,56%.

Os testes até aqui realizados foram necessários para analisar aspectos da enumeração de estados que são fundamentais para a metodologia ELAI, principalmente aqueles que impactam negativamente no seu desempenho. Nas próximas subseções serão apresentados estudos em situações para as quais o ELAI foi projetado, ou seja, na avaliação de índices de confiabilidade para uma determinada área ou barra de um sistema de médio a grande porte.

5.4.5. Área 31 do Sistema MRTS96

A área utilizada nesta subseção, denominada por Área 31, envolve as barras de 138 kV do subsistema C do MRTS96, as quais estão localizadas no canto inferior direito do diagrama da Figura 5.2. Tal área é composta pelas barras 301 a 310, totalizando 10 barras (sendo todas de carga e apenas 3 de geração).

Antes de proceder à análise da Área 31, cabe destacar que nesta subseção, e nas próximas, não serão mostrados resultados para a EE_G . Conforme já destacado na Seção 4.2, para a avaliação de índices de geração adota-se um modelo barra única, sendo os cortes proporcionalmente aplicados a todas as barras de cargas. Deste modo, a $Lista_G$ é única, não importando seu objetivo, isto é, se ela é destinada a avaliar índices para o sistema, área ou barra. Portanto, os índices obtidos via EE_G serão sempre os mesmos.

A Tabela 5.13 apresenta a $Lista_{G\&T}$ obtida. Em comparação com a Tabela 5.8, dois aspectos fundamentais devem ser destacados: o surgimento de equipamentos (4 EGs) com nível destacado de relevância e a forte redução do número de componentes (de 35 para 16). Contudo, o decaimento apresentado pelas indisponibilidades distorcidas dos últimos 12 elementos da lista indica um elevado grau de homogeneidade em suas relevâncias. Isso significa que também existe considerável abrangência de equipamentos com impacto para a formação dos índices da Área 31.

Tabela 5.13: Lista_{G&T} – Área 31 do MRTS96.

Ordem	Componente	Barra	Barras Terminais		Indisponibilidade (pu)		Distorção (%)
			De	Para	Distorcida	Original	
01	EG-30	301	-	-	0,1330	0,0201	563,18
02	EG-31	302	-	-	0,1305	0,1002	30,21
03	EG-32	302	-	-	0,1158	0,0201	477,21
04	EG-29	301	-	-	0,1084	0,1002	8,10
05	EG-39	321	-	-	0,0443	0,1203	-63,14
06	EG-38	318	-	-	0,0394	0,1203	-67,23
07	EG-28	223	-	-	0,0345	0,0802	-57,00
08	CI-86	-	303	324	0,0296	0,0018	> 1000
09	EG-10	118	-	-	0,0246	0,1203	-79,52
10	EG-11	121	-	-	0,0246	0,1203	-79,52
11	EG-34	313	-	-	0,0213	0,0501	-57,42
12	EG-42	323	-	-	0,0197	0,0802	-75,42
13	EG-33	307	-	-	0,0197	0,0401	-50,87
14	CI-96	-	310	312	0,0148	0,0018	741,92
15	EG-24	218	-	-	0,0099	0,1203	-91,80
16	EG-20	213	-	-	0,0066	0,0501	-86,90

De posse da Lista_{G&T} é realizado o processo de EE_{G&T}, cuja evolução é apresentada pela Tabela 5.14.

Tabela 5.14: Evolução do EE_{G&T} – Área 31 do MRTS96.

Adição		Nº de equip.	EE _{M0}	Aval.	FPO	Prob. Aval. (%)	Prob. M0 (%)	LOLP _{PBG} (%)	EENS _{PBG} (GWh/ano)	Tempo (s)
Nº	Comp.									
1	EG-30	2	4	3	2	98,03	1,25	3,9706	6,835	0,031
2	EG-31	4	16	9	8	89,19	1,55	4,9356	7,934	0,141
3	EG-32	6	64	18	17	87,44	1,61	8,7102	17,818	0,281
4	EG-29	8	256	43	41	79,55	1,99	11,8783	20,042	0,625
5	EG-39	9	512	69	67	79,55	2,26	11,9686	20,155	1,016
6	EG-38	10	1.024	109	107	79,54	2,57	12,3583	20,658	1,625
7	EG-28	11	2.048	171	169	79,54	2,80	12,3647	20,694	2,500
8	CI-86	12	4.096	192	190	79,53	2,80	12,5185	22,387	2,797
9	EG-10	13	8.192	335	333	79,52	3,19	12,5459	22,356	4,391
10	EG-11	14	16.384	527	525	79,51	3,62	12,5779	22,363	6,578
11	EG-34	17	131.072	909	907	69,53	4,23	12,8449	24,186	10,734
12	EG-42	18	262.144	1.382	1.380	69,70	4,60	12,9449	25,450	16,312
13	EG-33	21	2,097×10 ⁶	2.127	2.125	62,63	5,20	13,3763	28,720	24,453
14	CI-96	22	4,194×10 ⁶	2.192	2.190	62,63	5,21	13,5284	30,876	25,547
15	EG-24	23	8,387×10 ⁶	4.057	4.055	63,04	5,92	13,5818	30,919	43,422

Assim como nas análises com os sistemas completos de RTS79 e MRTS96, a Tabela 5.15 e Tabela 5.16 permitem avaliar os índices e o desempenho apresentados pelo ELAI em comparação com 10 execuções da SMC_{NS} considerando uma incerteza relativa de 3%.

Analisando os índices obtidos pelo ELAI, verifica-se que a LOLP_{PBG} ficou igual a 88,34% do valor médio obtido pelas 10 execuções de SMC_{NS}. Já a EENS_{PBG} obtida pelo ELAI representa apenas 67,24% da média extraída com a SMC_{NS}. O pior resultado obtido para a EENS_{PBG}, em comparação ao da LOLP_{PBG}, é algo esperado, pois, conforme Subseção 4.4.7, os índices de energia obtidos via ELAI, mesmo admitindo uma Lista_{G&T} perfeita (todos os equipamentos fora da lista com contribuição nula para o índice), correspondem a limites inferiores.

Tabela 5.15: Índices de confiabilidade – Área 31 do MRTS96.

	ELAI	SMC _{NS}		
		Médio	Mínimo	Máximo
LOLP_{PBG} (%)	13,5818	15,3745	15,0345 (1,57%)	15,7944 (1,51%)
LOLE_{PBG} (h/ano)	1.189,76	1.346,81	1.317,02 (1,57%)	1.383,59 (1,51%)
EPNS_{PBG} (MW)	3,5296	5,2489	4,8993 (3,00%)	5,4094 (3,00%)
EENS_{PBG} (GWh/ano)	30,919	45,980	42,918 (3,00%)	47,386 (3,00%)
LOLP_C (%)	14,7872	16,2747	15,9145 (1,51%)	16,7417 (1,46%)
LOLE_C (h/ano)	1.295,36	1.425,66	1.394,11 (1,51%)	1.466,57 (1,46%)
EPNS_C (MW)	4,2155	6,1357	5,7373 (2,90%)	6,3314 (2,89%)
EENS_C (GWh/ano)	36,928	53,748	50,259 (2,90%)	55,463 (2,89%)

Tabela 5.16: Desempenho computacional – Área 31 do MRTS96.

	ELAI				SMC _{NS}		
	Fase 1	Fase 2		Total	Médio	Mínimo	Máximo
		EE _G	EE _{G&T}				
Tempo (s)	38,094	343,531	43,422	425,047	310,069	243,125	337,953
Avaliações	2.483	5,997×10 ⁷	4.057	5,998×10 ⁷	22.460	17.642	23.939
FPO	2.443	-	4.055	6.498	21.937	17.242	23.361

Considerando apenas o desempenho da Fase 1 e $EE_{G\&T}$, tem-se que o tempo de processamento gasto pelo ELAI ($38,094 + 43,422 = 81,516$ segundos) ficou relativamente baixo, correspondendo a 26,29% do tempo médio da SMC_{NS} . Mesmo assim, entende-se que os resultados obtidos não são satisfatórios e indicam que a Área 31 pode ser considerada como uma região de muita interrelação com o restante do sistema. Evidências disso podem ser encontradas na Figura 5.2, a qual apresenta uma rede de transmissão muito malhada, e na $Lista_{G\&T}$ da Tabela 5.13, que contém 9 EGs não instaladas na Área 31, dentre as 14 listadas. Portanto, os índices desta área são impactados por uma gama elevada de equipamentos, muitos deles com certa homogeneidade (relevância semelhante). No entanto, é razoável esperar que, isoladamente, as barras da Área 31 sejam impactadas por uma gama menos extensa de equipamentos. Visando comprovar esta conclusão, as próximas subseções trazem resultados para algumas das barras da Área 31.

5.4.6. Barra 306 do Sistema MRTS96

Dentre as barras da Área 31, a 306 é aquela que pode ser considerada dominante, apresentando os índices PBG mais elevados (vide Tabela 5.17) e fortemente predominantes na formação dos índices combinados (97,2% da $EENS_C$). Portanto, ela é, claramente, a barra com menor “influência” das falhas BG, sendo a primeira escolhida para uma análise individual.

Tabela 5.17: Índices de confiabilidade por barra via ELAI – Área 31 do MRTS96.

Barra	Carga (MW)	$LOLP_{PBG}$ (%)	$LOLP_C$ (%)	$EENS_{PBG}$ (GWh/ano)	$EENS_C$ (GWh/ano)
301	216	0,0132	1.2307	0,133	0.622
302	194	0,0766	1.2882	0,741	1.179
303	360	0,5345	1.7488	1,865	2.678
304	148	0,0105	1.2281	0,062	0.395
305	142	0,0153	1.2324	0,133	0.453
306	272	12,6005	13.8171	20,892	21.504
307	250	0,0059	1.2244	0,042	0.607
308	342	0,4668	1.6845	3,135	3.906
309	350	0,0016	1.2201	0,004	0.795
310	390	0,6847	1.9017	3,913	4.793
Total	2.664	13,5818	14.7872	30,919	36.928

Para o caso da Barra 306, a Lista_{G&T} (Fase 1 do ELAI) e a evolução da EE_{G&T} (Fase 2 do ELAI) são apresentadas pela Tabela 5.18 e Tabela 5.19, respectivamente.

Comparada à lista obtida para a Área 31 (Tabela 5.13), a Lista_{G&T} da Barra 306 (Tabela 5.18) se mostra menos homogênea, apresentando três momentos com queda significativa de relevância, ao dispor os componentes EG-38, EG-28 e EG-10. Conforme se vê na Tabela 5.19, após a inserção do elemento EG-10, que inicia o último nível de relevância, o processo de enumeração é interrompido para EGs (violação da $EENS_{tol}^{INC}$). No entanto, todos os circuitos subsequentes (componentes 13 a 17) são enumerados.

Tabela 5.18: Lista_{G&T} – Barra 306 do MRTS96.

Ordem	Componente	Barra	Barras Terminais		Indisponibilidade (pu)		Distorção (%)
			De	Para	Distorcida	Original	
1	EG-31	302	-	-	0,1553	0,1002	54,89
2	EG-30	301	-	-	0,1428	0,0201	612,30
3	EG-29	301	-	-	0,1366	0,1002	36,30
4	EG-32	302	-	-	0,1211	0,0201	503,91
5	EG-38	318	-	-	0,0373	0,1203	-69,01
6	EG-39	321	-	-	0,0373	0,1203	-69,01
7	CI-86	-	303	324	0,0373	0,0018	> 1000
8	EG-28	223	-	-	0,0186	0,0802	-76,76
9	EG-11	121	-	-	0,0124	0,1203	-89,66
10	EG-10	118	-	-	0,0062	0,1203	-94,83
11	EG-24	218	-	-	0,0062	0,1203	-94,83
12	EG-25	221	-	-	0,0062	0,1203	-94,83
13	CI-93	-	309	311	0,0062	0,0018	253,86
14	CI-94	-	309	312	0,0062	0,0018	253,86
15	CI-89	-	306	310	0,0062	0,0013	370,38
16	CI-84	-	302	306	0,0062	0,0005	> 1000
17	CI-87	-	304	309	0,0062	0,0004	> 1000

Tabela 5.19: Evolução do $EE_{G\&T}$ – Barra 306 do MRTS96.

Adição		Nº de equip.	EE_{M0}	Aval.	FPO	Prob. Aval. (%)	Prob. M0 (%)	$LOLP_{PBG}$ (%)	$EENS_{PBG}$ (GWh/ano)	Tempo (s)
Nº	Comp.									
1	EG-31	2	4	3	2	90,98	1,49	1,0050	0,244	0,063
2	EG-30	4	16	8	7	89,19	1,55	4,9356	7,915	0,141
3	EG-29	6	64	23	21	81,15	1,91	8,2347	9,388	0,422
4	EG-32	8	256	40	38	79,55	1,99	11,8783	19,901	0,719
5	EG-38	9	512	71	69	79,55	2,26	11,8783	19,905	1,312
6	EG-39	10	1.024	116	114	79,55	2,57	12,3583	20,304	2,125
7	CI-86	11	2.048	134	132	79,54	2,58	12,5121	20,714	2,422
8	EG-28	12	4.096	234	232	79,54	2,80	12,5185	20,776	4,031
9	EG-11	13	8.192	368	366	79,53	3,19	12,5459	20,785	5,969
10	EG-10	14	16.384	551	549	79,51	3,62	12,5779	20,807	8,391
11	CI-93	15	32.768	596	594	79,50	3,63	12,6309	20,901	9,188
12	CI-94	16	65.536	645	643	79,49	3,64	12,7843	21,150	10,281
13	CI-89	17	131.072	702	700	79,49	3,64	12,8994	22,244	11,219
14	CI-84	18	262.144	716	714	79,48	3,64	12,9472	22,699	11,469
15	CI-87	19	524.288	777	775	79,47	3,64	12,9616	22,720	12,672

Completando esta subseção têm-se a Tabela 5.20 e Tabela 5.21, as quais permitem avaliar os índices e o desempenho apresentados pelo ELAI quando é realizada a análise individual da Barra 306.

Tabela 5.20: Índices de confiabilidade – Barra 306 do MRTS96.

	ELAI	SMC _{NS}		
		Médio	Mínimo	Máximo
$LOLP_{PBG}$ (%)	12,9616	13,6404	13,1173 (2,12%)	14,1929 (2,06%)
$LOLE_{PBG}$ (h/ano)	1.135,44	1.194,90	1.149,08 (2,12%)	1.243,30 (2,06%)
$EPNS_{PBG}$ (MW)	2,5936	2,7141	2,6208 (3,00%)	2,7714 (3,00%)
$EENS_{PBG}$ (GWh/ano)	22,720	23,776	22,958 (3,00%)	24,277 (3,00%)
$LOLP_C$ (%)	14,1801	14,7868	14,2268 (2,02%)	15,4362 (1,96%)
$LOLE_C$ (h/ano)	1.242,17	1.295,32	1.246,26 (2,02%)	1.352,21 (1,96%)
$EPNS_C$ (MW)	2,6635	2,8047	2,7107 (2,92%)	2,8624 (2,92%)
$EENS_C$ (GWh/ano)	23,333	24,569	23,746 (2,92%)	25,075 (2,92%)

Tabela 5.21: Desempenho computacional – Barra 306 do MRTS96.

	ELAI				SMC _{NS}		
	Fase 1	Fase 2		Total	Médio	Mínimo	Máximo
		EE _G	EE _{G&T}				
Tempo (s)	32,406	343,531	12,672	388,609	175,516	164,359	189,094
Avaliações	2.077	5,997×10 ⁷	777	5,997×10 ⁷	13.884	12.784	14.782
FPO	2.040	-	775	2.815	13.568	12.486	14.455

Tendo em mente que a metodologia ELAI fornece limites inferiores para os índices de confiabilidade, a qualidade dos índices obtidos pode ser considerada satisfatória. Em relação às médias obtidas pela SMC_{NS}, a LOLP_{PBG} ficou igual a 95,02%, enquanto a EENS_{PBG} atingiu 95,56%. Os resultados obtidos e o baixo esforço computacional considerando apenas a Fase 1 e EE_{G&T} (32,406 + 12,672 = 45,078 segundos, ou 25,68% do tempo médio da SMC_{NS}) permitem afirmar que os parâmetros utilizados nas Fases 1 e 2 do ELAI estão muito bem ajustados. Nesse sentido, é importante destacar que a continuação do processo de enumeração, por mais algumas iterações, implicaria em um crescimento exponencial no custo computacional, sem, contudo, produzir ganhos significativos na precisão dos índices de confiabilidade.

5.4.7. Barra 310 do Sistema MRTS96

Dentre as barras da Área 31, a 310 ocupa a segunda posição, tanto na dimensão dos índices PBG, quanto na participação destes em relação aos índices combinados (índices C). Portanto, ela é também a segunda barra a ser utilizada na validação da metodologia ELAI. Assim como procedido em subseções anteriores, as informações mais relevantes são fornecidas por meio da Tabela 5.22, Tabela 5.23, Tabela 5.24 e Tabela 5.25.

Tabela 5.22: Lista_{G&T} – Barra 310 do MRTS96.

Ordem	Componente	Barra	Barras Terminais		Indisponibilidade (pu)		Distorção (%)
			De	Para	Distorcida	Original	
01	EG-39	321	-	-	0,1750	0,1203	45,48
02	CI-95	-	310	311	0,1625	0,0018	> 1000
03	CI-96	-	310	312	0,1562	0,0018	> 1000
04	EG-38	318	-	-	0,1312	0,1203	9,11
05	EG-34	313	-	-	0,1250	0,0501	149,33
06	CI-94	-	309	312	0,1250	0,0018	> 1000
07	EG-30	301	-	-	0,0719	0,0201	258,38
08	EG-32	302	-	-	0,0687	0,0201	242,80
09	EG-31	302	-	-	0,0594	0,1002	-40,77
10	CI-100	-	312	323	0,0562	0,0007	> 1000
11	EG-42	323	-	-	0,0438	0,0802	-45,45
12	EG-28	223	-	-	0,0313	0,0802	-61,03
13	CI-97	-	311	313	0,0312	0,0005	> 1000
14	EG-33	307	-	-	0,0292	0,0401	-27,28
15	EG-29	301	-	-	0,0281	0,1002	-71,94
16	EG-37	316	-	-	0,0250	0,0401	-37,66
17	EG-24	218	-	-	0,0188	0,1203	-84,40
18	EG-25	221	-	-	0,0125	0,1203	-89,60
19	EG-36	315	-	-	0,0125	0,0401	-68,83
20	EG-27	223	-	-	0,0125	0,0401	-68,83
21	CI-86	-	303	324	0,0125	0,0018	612,13
22	EG-41	323	-	-	0,0094	0,0401	-76,62
23	EG-20	213	-	-	0,0083	0,0501	-83,37
24	EG- 9	116	-	-	0,0063	0,0401	-84,41
25	EG-23	216	-	-	0,0063	0,0401	-84,41
26	EG-18	202	-	-	0,0063	0,0201	-68,83
27	CI-57	-	210	211	0,0062	0,0018	256,07
28	CI-106	-	315	324	0,0062	0,0005	> 1000
29	CI-99	-	312	313	0,0062	0,0005	> 1000
30	CI-90	-	307	308	0,0062	0,0003	> 1000

Vê-se na Tabela 5.22 uma quantidade de componentes (30) bem maior que a obtida para a Barra 306 (17). Adicionalmente, o amortecimento da relevância dos componentes é mais suave, indicando um crescimento inicial dos índices menos acentuado em $EE_{G\&T}$. Este comportamento é confirmado pela Tabela 5.23, a qual informa que foram necessárias 26 iterações do processo de enumeração (somente 4 EGs não foram adicionadas), consumindo um tempo de processamento de 2.016,08 segundos. A EG-41 violou a tolerância $EENS_{tol}^{INC}$, o que determinou a não adição das 4 estações geradoras subsequentes. No entanto, os 4 últimos componentes da

Lista_{G&T}, por serem equipamentos de transmissão, foram obrigatoriamente enumerados.

Tabela 5.23: Evolução do EE_{G&T} – Barra 310 do MRTS96.

Adição		Nº de equip.	EE _{M0}	Aval.	FPO	Prob. Aval. (%)	Prob. M0 (%)	LOLP _{PBG} (%)	EENS _{PBG} (GWh/ano)	Tempo (s)
Nº	Comp.									
1	EG-39	1	2	2	1	100,00	1,37	0,0000	0,000	0,02
2	CI-95	2	4	4	3	100,00	1,37	0,1755	2,385	0,08
3	CI-96	3	8	8	7	100,00	1,37	0,3507	4,273	0,14
4	EG-38	4	16	15	14	100,00	1,56	0,3482	4,259	0,27
5	EG-34	7	128	42	41	87,46	1,82	0,3487	4,259	0,61
6	CI-94	8	256	56	55	87,47	1,82	0,5234	5,458	0,84
7	EG-30	10	1.024	88	87	85,80	1,90	0,6478	6,077	1,28
8	EG-32	12	4.094	144	143	84,18	1,98	0,7568	6,693	2,05
9	EG-31	14	16.348	290	289	76,86	2,44	0,9063	7,175	4,25
10	CI-100	15	32.129	359	358	76,86	2,45	0,9638	7,346	5,47
11	EG-42	16	62.042	800	799	77,03	2,66	0,9391	7,252	11,42
12	EG-28	17	127.153	1.106	1.105	77,20	2,89	0,9643	7,609	14,98
13	CI-97	18	243.744	1.187	1.186	77,19	2,89	1,0141	8,292	16,23
14	EG-33	21	2,069×10 ⁶	2.091	2.090	69,37	3,27	1,1041	8,657	28,38
15	EG-29	23	8,308×10 ⁶	3.824	3.822	63,46	4,04	1,2767	9,266	51,41
16	EG-37	24	1,654×10 ⁷	5.494	5.492	63,57	4,21	1,3135	9,380	73,94
17	EG-24	25	3,243×10 ⁷	9.632	9.630	63,90	4,78	1,3232	9,463	123,67
18	EG-25	26	6,421×10 ⁷	16.050	16.048	64,18	5,44	1,3429	9,551	195,36
19	EG-36	27	1,298×10 ⁸	22.773	22.771	64,26	5,67	1,3670	9,621	279,80
20	EG-27	29	5,261×10 ⁸	42.973	42.971	61,86	6,15	1,3845	9,756	504,78
21	CI-86	30	8,600×10 ⁸	54.767	54.765	61,86	6,16	1,4063	9,795	712,36
22	EG-41	32	3,751×10 ⁹	108.145	108.143	59,55	6,69	1,3780	9,732	1.338,61
23	CI-57	33	7,935×10 ⁹	127.991	127.989	59,56	6,70	1,3783	9,732	1.630,98
24	CI-106	34	1,317×10 ¹⁰	138.873	138.864	59,56	6,70	1,3848	9,744	1.819,41
25	CI-99	35	3,003×10 ¹⁰	144.751	144.742	59,56	6,70	1,3934	9,783	1.905,47
26	CI-90	36	6,438×10 ¹⁰	149.911	149.902	59,56	6,71	1,3986	9,797	2.016,08

Conforme consta na Tabela 5.24, os valores obtidos, via ELAI, para os índices PBG de probabilidade ficaram 3,62% acima dos valores máximos apresentados pelas 10 execuções da SMC_{NS}. Lembrando que as duas metodologias são não tendenciosas e possuem mesma análise de adequação de estados, a única explicação para este fato seria a adoção da hipótese de coerência, necessária para estender para $\overline{M0}$ os resultados obtidos com a enumeração realizada em $M0$. Quanto aos índices PBG de energia, vê-se que eles apresentam um comportamento dentro do esperado, ficando abaixo dos valores mínimos estimados pela SMC_{NS}. Cabe lembrar que, mesmo para o caso ideal de uma Lista_{G&T} perfeita (Subseção 4.4.7), os valores

obtidos pelo ELAI para os índices de energia continuariam representando limites inferiores aos valores reais. Diante do exposto, considera-se que os índices obtidos via ELAI são satisfatórios.

Tabela 5.24: Índices de confiabilidade – Barra 310 do MRTS96.

	ELAI	SMC _{NS}		
		Médio	Mínimo	Máximo
LOLP_{PBG} (%)	1,3986	1,3120	1,2676 (2,26%)	1,3498 (2,27%)
LOLE_{PBG} (h/ano)	122,52	114,93	111,04 (2,26%)	118,25 (2,27%)
EPNS_{PBG} (MW)	1,1184	1,1749	1,1304 (3,00%)	1,2008 (3,00%)
EENS_{PBG} (GWh/ano)	9,797	10,292	9,902 (3,00%)	10,519 (3,00%)
LOLP_C (%)	2,6098	2,6507	2,5838 (1,60%)	2,7366 (1,58%)
LOLE_C (h/ano)	228,62	232,20	226,34 (1,60%)	239,73 (1,58%)
EPNS_C (MW)	1,2189	1,3031	1,2835 (2,73%)	1,3526 (2,73%)
EENS_C (GWh/ano)	10,678	11,415	11,244 (2,73%)	11,849 (2,73%)

Tabela 5.25: Desempenho computacional – Barra 310 do MRTS96.

	ELAI				SMC _{NS}		
	Fase 1	Fase 2		Total	Médio	Mínimo	Máximo
		EE _G	EE _{G&T}				
Tempo (s)	165,797	343,531	2.016,078	2.525,406	1.685,484	1.649,594	1.765,453
Avaliações	12.781	5,997×10 ⁷	149.911	6,013×10 ⁷	144.737	141.311	151.939
FPO	12.502	-	149.902	162.404	141.383	138.089	148.391

Quanto ao esforço computacional, vê-se na Tabela 5.25 que o ELAI, considerando apenas a Fase 1 e EE_{G&T}, demandou um tempo de processamento de $165,797 + 2.016,078 = 2.181,875$ segundos, ou 29,45% maior que o tempo médio das 10 execuções da SMC_{NS}. Deve-se ter em mente que a Barra 310, por estar imediatamente interligada à rede de 230kV do subsistema C, apresenta uma situação desvantajosa para a metodologia ELAI, pois seus índices são afetados por uma gama razoavelmente abrangente de equipamentos. Mesmo nessa situação adversa seu desempenho computacional se mostra competitivo ao da SMC_{NS}. Cabe destacar que o tempo de processamento cairia para $712,36 + 165,797 = 878,157$ segundos

(47,89% abaixo do tempo médio da SMC_{NS}), sem perda de precisão nos índices, se o critério da tolerância $EENS_{tol}^{INC}$ fosse estendido para os equipamentos de transmissão. O processo teria sido interrompido pelo acréscimo do componente 21 da lista, o CI-86. Isso sugere que os critérios de parada de $EE_{G\&T}$ não funcionaram bem nesse caso. Contudo, para casos como este, que apresentam uma Lista Qualificada muito extensa, entende-se que problemas com a interrupção do processo de enumeração são aceitáveis. Afinal, quando se tem uma Lista Qualificada de quantidade elevada de equipamentos com baixa relevância, aumenta-se a probabilidade de haver desvios no ranqueamento. Para estes casos, seria recomendável ampliar o número de sorteios utilizados na Fase 1 do ELAI (i.e., diminuir a tolerância para os coeficientes de incerteza relativa de MCF1: $\beta_{max}^{MCF1_BG}$ e $\beta_{max}^{MCF1_PBG}$).

5.4.8.

Barra 308 do Sistema MRTS96

A terceira e última barra utilizada, a 308, é a quarta/terceira barra da Área 31 com participação mais significativa para os índices PBG de probabilidade/energia da área. Ela foi escolhida também por propiciar uma eficiência distinta para o ELAI, mesmo sendo localizada muito próxima às barras 306 e 310.

A Tabela 5.26, Tabela 5.27, Tabela 5.28 e Tabela 5.29, dadas a seguir, fornecem as informações necessárias à avaliação da aplicação do ELAI à Barra 308.

Tabela 5.26: Lista_{G&T} – Barra 308 do MRTS96.

Ordem	Componente	Barra	Barras Terminais		Indisponibilidade (pu)		Distorção (%)
			De	Para	Distorcida	Original	
1	EG-33	307	-	-	0,5734	0,0401	> 1000
2	CI-90	-	307	308	0,0593	0,0003	> 1000
3	CI-96	-	310	312	0,0339	0,0018	> 1000
4	EG-39	321	-	-	0,0254	0,1203	-78,86
5	EG-38	318	-	-	0,0170	0,1203	-85,90
6	CI-92	-	308	310	0,0169	0,0005	> 1000
7	CI-94	-	309	312	0,0085	0,0018	382,80
8	CI-95	-	310	311	0,0085	0,0018	382,80
9	CI-91	-	308	309	0,0085	0,0005	> 1000

Da Tabela 5.26, verifica-se que, dentre as barras analisadas, a 308 é aquela com a menor Lista_{G&T} (apenas 9 elementos). No entanto, um aspecto ainda mais interessante está na sua composição. Diferentemente de todos os casos já analisados

nesta dissertação, a Lista_{G&T} da Barra 308 é predominantemente formada por equipamentos de transmissão, os quais correspondem a 2/3 de seus componentes. Por outro lado, o único componente com relevância alta (quase 10 vezes a relevância do 2º componente) é uma estação geradora, a EG-33. Isto indica que a enumeração das unidades desta EG deve ser capaz de fornecer um grande incremento nos índices em análise.

Tabela 5.27: Evolução de EE_{G&T} – Barra 308 do MRTS96.

Adição		Nº de equip.	EE _{M0}	Aval.	FPO	Prob. Aval. (%)	Prob. M0 (%)	LOLP _{PBG} (%)	EENS _{PBG} (GWh/ano)	Tempo (s)
Nº	Comp.									
1	EG-33	3	8	4	3	92,30	1,36	0,4696	3,080	0,047
2	CI-90	4	16	6	5	92,30	1,36	0,5038	3,148	0,094
3	CI-96	5	32	11	10	92,30	1,36	0,5038	3,154	0,188
4	EG-39	6	64	21	20	92,30	1,55	0,5038	3,156	0,375
5	EG-38	7	128	36	35	92,30	1,76	0,5063	3,202	0,672
6	CI-92	8	256	46	45	92,30	1,76	0,5119	3,209	0,875
7	CI-94	9	499	76	75	92,30	1,77	0,5119	3,211	1,500
8	CI-95	10	1.010	108	107	92,30	1,77	0,5122	3,217	2,266
9	CI-91	11	2.034	124	126	92,30	1,77	0,5187	3,231	2,609

A Tabela 5.27 confirma a predominância muito acentuada da EG-33. Contando somente com a sua adição, o processo de enumeração EE_{G&T} apresenta uma LOLP_{PBG} de 0,4696% (90,53% do valor obtido ao final da enumeração) e uma EENS_{PBG} de 3,080 GWh/ano (95,33% do valor final). Este comportamento se deve ao fato de a Barra 308 estar inserida em uma região do sistema com problemas críticos na rede de transmissão. É possível, então, concluir que, em decorrência das modificações que dão origem ao MRTS96, as linhas de transmissão que abastecem esta barra ficaram insuficientes para suportar contingências na EG-33. Este problema, prontamente identificado a partir da Tabela 5.27, pode ser visto como um exemplo para a aplicabilidade da metodologia ELAI no planejamento de redes de transmissão.

Quanto à qualidade dos índices obtidos pelo ELAI para o caso da Barra 308, a análise da Tabela 5.28 permite afirmar que a mesma também pode ser considerada satisfatória. Em relação às médias obtidas pela SMC_{NS}, a LOLP_{PBG} ficou igual a 95,07%, enquanto a EENS_{PBG} atingiu 93,14%. Adicionalmente, no caso da Barra 308, um grande destaque pode ser dado ao extremamente reduzido esforço computacional, detalhado na Tabela 5.29. Se o tempo total gasto pelo ELAI, considerando

somente a Fase 1 e $EE_{G\&T}$ ($267,578 + 2,609 = 270,187$ segundos), representa apenas 9,94%, do tempo médio da SMC_{NS} , o processo de enumeração $EE_{G\&T}$ sozinho apresenta esforço insignificante. Os 2,6 segundos necessários à $EE_{G\&T}$ correspondem a 0,096% (menos que 1 milésimo) da média de tempo da SMC_{NS} .

Obviamente, deve-se salientar que, nesta dissertação, a SMC_{NS} utilizada não é acompanhada do método da entropia cruzada (método CE), como em trabalhos já citados ao longo do texto. Contudo, apesar dos baixos valores para os índices das barra 310 e 308, os mesmos não podem ser considerados raros, não justificando o emprego do método CE. Ademais, destaca-se que é possível incrementar o ELAI com uma versão adaptada do método CE.

Tabela 5.28: Índices de confiabilidade – Barra 308 do MRTS96.

	ELAI	SMC _{NS}		
		Médio	Mínimo	Máximo
LOLP_{PBG} (%)	0,5187	0,5456	0,5303 (2,76%)	0,5786 (2,74%)
LOLE_{PBG} (h/ano)	45,44	47,79	46,46 (2,76%)	50,69 (2,74%)
EPNS_{PBG} (MW)	0,3689	0,3960	0,3902 (3,00%)	0,4211 (3,00%)
EENS_{PBG} (GWh/ano)	3,231	3,469	3,418 (3,00%)	3,689 (3,00%)
LOLP_C (%)	1,7371	1,9162	1,8777 (1,46%)	1,9382 (1,49%)
LOLE_C (h/ano)	152,17	167,86	164,49 (1,46%)	169,79 (1,49%)
EPNS_C (MW)	0,4569	0,5080	0,5032 (2,39%)	0,5297 (2,44%)
EENS_C (GWh/ano)	4,003	4,450	4,408 (2,39%)	4,640 (2,44%)

Tabela 5.29: Desempenho computacional – Barra 308 do MRTS96.

	ELAI				SMC _{NS}		
	Fase 1	Fase 2		Total	Médio	Mínimo	Máximo
		EE _G	EE _{G&T}				
Tempo (s)	267,578	343,531	2,609	613,718	2.717,697	2.632,562	2.868,875
Avaliações	21.121	$5,997 \times 10^7$	124	$5,999 \times 10^7$	234.489	226.899	246.633
FPO	20.664	-	126	20.790	229.038	221.588	240.882

Pode-se esperar que a eficiência aqui apresentada pela Fase 2, considerando apenas análise de índices PBG, ocorra sempre para os casos com uma Lista_{G&T}

pequena e com participação reduzida de estações geradoras. Tempos computacionais muito reduzidos devem ser obtidos também quando se decide enumerar apenas até um nível baixo de contingências simultâneas (e.g., com até 2 unidades geradoras e 1 circuito falhados). Logicamente, estas situações são muito tentadoras. Porém, forçar a obtenção de Listas_{G&T} com as características apresentadas pela lista da Barra 308, ou realizar enumerações limitadas a um nível reduzido de contingências simultâneas, certamente produzirá estimativas inaceitáveis para os índices de confiabilidade.

Visando exemplificar as situações descritas no parágrafo anterior, as duas próximas subseções apresentam, respectivamente, uma redução forçada para a Lista_{G&T} da Barra 310 e uma enumeração “truncada”, considerando até 2 contingências de geração e 1 de transmissão.

5.4.9.

Barra 310 do Sistema MRTS96 – Lista_{G&T} Deteriorada

A Barra 310 é utilizada uma segunda vez, agora para demonstrar a necessidade de se respeitar integralmente a composição dada pelas listas qualificadas na Fase 1 do ELAI. Outro objetivo desta subseção é simular os resultados obtidos a partir de uma lista não tão bem elaborada, algo que fica mais provável ao se contar, por exemplo, apenas com a experiência do planejador. Para tal, a Lista_{G&T} obtida na Subseção 5.4.7 (Tabela 5.22) foi deteriorada por meio da retirada de alguns de seus componentes. Visando dar algum sentido às reduções impostas à lista original, buscou-se obter uma quantidade de componentes compatível com a da lista da Barra 306 (com total de 17 elementos) e uma composição tendendo para aquela apresentada pela lista da Barra 308 (com 2/3 correspondendo a CIs). Para atender à segunda premissa, todos os equipamentos de transmissão foram mantidos. Portanto, apenas estações geradoras foram removidas. Esta remoção se deu de duas formas. Primeiramente, foram removidas as EGs que não foram adicionadas ao processo de enumeração EE_{G&T} realizado na Subseção 5.4.7 (as 4 últimas). Posteriormente, as demais estações geradoras foram alternadamente removidas (i.e., a 2ª, a 4ª a 6ª e assim por diante).

As reduções impostas à Lista_{G&T} original da Barra 310 produziram a lista contida na Tabela 5.30, a partir da qual chegou-se à Tabela 5.31, Tabela 5.32 e Tabela 5.33, necessárias às análises realizadas nesta subseção.

Tabela 5.30: Lista_{G&T} deteriorada – Barra 310 do MRTS96.

Ordem	Componente	Barra	Barras Terminais		Indisponibilidade (pu)		Distorção (%)
			De	Para	Distorcida	Original	
1	EG-39	321	-	-	0,1750	0,1203	45,48
2	CI-95	-	310	311	0,1625	0,0018	> 1000
3	CI-96	-	310	312	0,1562	0,0018	> 1000
4	EG-34	313	-	-	0,1250	0,0501	149,33
5	CI-94	-	309	312	0,1250	0,0018	> 1000
6	EG-32	302	-	-	0,0687	0,0201	242,80
7	CI-100	-	312	323	0,0562	0,0007	> 1000
8	EG-42	323	-	-	0,0438	0,0802	-45,45
9	CI-97	-	311	313	0,0312	0,0005	> 1000
10	EG-33	307	-	-	0,0292	0,0401	-27,28
11	EG-37	316	-	-	0,0250	0,0401	-37,66
12	EG-25	221	-	-	0,0125	0,1203	-89,60
13	EG-27	223	-	-	0,0125	0,0401	-68,83
14	CI-86	-	303	324	0,0125	0,0018	612,13
15	CI-57	-	210	211	0,0062	0,0018	256,07
16	CI-106	-	315	324	0,0062	0,0005	> 1000
17	CI-99	-	312	313	0,0062	0,0005	> 1000
18	CI-90	-	307	308	0,0062	0,0003	> 1000

Tabela 5.31: Evolução do EE_{G&T} da Lista_{G&T} deteriorada – Barra 310 do MRTS96.

Adição		Nº de equip.	EE _{M0}	Aval.	FPO	Prob. Aval. (%)	Prob. M0 (%)	LOLP _{PBG} (%)	EENS _{PBG} (GWh/ano)	Tempo (s)
Nº	Comp.									
1	EG-39	1	2	2	1	100,00	1,37	0,0000	0,000	0,016
2	CI-95	2	4	4	3	100,00	1,37	0,1755	2,385	0,078
3	CI-96	3	8	8	7	100,00	1,37	0,3507	4,273	0,172
4	EG-34	6	64	27	26	87,46	1,60	0,3507	4,269	0,438
5	CI-94	7	128	37	36	87,47	1,61	0,5254	5,429	0,656
6	EG-32	9	512	64	63	85,81	1,67	0,5591	5,902	1,078
7	CI-100	10	1.008	84	83	85,81	1,67	0,6159	6,036	1,516
8	EG-42	11	1.986	155	154	86,04	1,82	0,6130	6,009	2,734
9	CI-97	12	3.838	178	177	86,04	1,82	0,6630	6,673	3,188
10	EG-33	15	32.210	367	366	77,33	2,06	0,6886	6,879	5,938
11	EG-37	16	64.666	491	490	77,51	2,14	0,7160	6,966	7,500
12	EG-25	17	128.421	820	819	78,03	2,44	0,7161	6,957	11,188
13	EG-27	19	509.566	1.574	1.573	75,18	2,64	0,7169	6,954	19,609
14	CI-86	20	846.272	2.419	2.418	75,18	2,65	0,7225	6,966	37,547
15	CI-57	21	1,836×10 ⁶	3.138	3.137	75,19	2,65	0,7225	6,966	49,219
16	CI-106	22	3.154×10 ⁶	3.935	3.934	75,19	2,66	0,7242	6,970	65,766
17	CI-99	23	7.184×10 ⁶	4.402	4.401	75,19	2,66	0,7270	6,979	73,578
18	CI-90	24	1,552×10 ⁷	4.849	4.848	75,19	2,66	0,7287	6,986	83,344

Como era de se esperar, o processo da $EE_{G\&T}$ da Fase 2 do ELAI (vide Tabela 5.31) apresentou uma evolução mais lenta e incompleta, do ponto de vista dos índices, necessitando de um tempo de processamento equivalente a apenas 4,13% do demandado pela lista original. Este desempenho computacional é muito tentador, o que justifica o ímpeto de muitos pesquisadores e planejadores pelo uso da enumeração de estados. No entanto, ao se obter uma Lista Qualificada, não se pode ter como premissa proporcionar elevados ganhos computacionais. O objetivo crucial, e do qual não se pode abrir mão, é a qualidade dos índices obtidos. Como se pode comprovar, por meio da Tabela 5.32, os índices obtidos, apesar da relevância dos componentes mantidos na lista deteriorada, não podem ser considerados satisfatórios. A $LOLP_{PBG}$ obtida representa apenas 55,54% do valor médio das 10 execuções da SMC_{NS} . Para a $EENS_{PBG}$ este percentual fica um pouco melhor (67,88%), mas ainda muito abaixo de algo minimamente aceitável (ao menos próximo de 90%).

Tabela 5.32: Índices de confiabilidade para Lista_{G&T} deteriorada – Barra 310 do MRTS96.

	ELAI	SMC _{NS}		
		Médio	Mínimo	Máximo
LOLP_{PBG} (%)	0,7287	1,3120	1,2676 (2,26%)	1,3498 (2,27%)
LOLE_{PBG} (h/ano)	63,83	114,93	111,04 (2,26%)	118,25 (2,27%)
EPNS_{PBG} (MW)	0,7975	1,1749	1,1304 (3,00%)	1,2008 (3,00%)
EENS_{PBG} (GWh/ano)	6,986	10,292	9,902 (3,00%)	10,519 (3,00%)
LOLP_C (%)	0,9760	2,6507	2,5838 (1,60%)	2,7366 (1,58%)
LOLE_C (h/ano)	85,50	232,20	226,34 (1,60%)	239,73 (1,58%)
EPNS_C (MW)	0,8202	1,3031	1,2835 (2,73%)	1,3526 (2,73%)
EENS_C (GWh/ano)	7,185	11,415	11,244 (2,73%)	11,849 (2,73%)

O parágrafo anterior respalda, categoricamente, a necessidade de se dedicar uma atenção especial à elaboração da Lista Qualificada. Portanto, por mais lenta que possa vir a ser, a Fase 1 do ELAI não pode ser simplificada. Esta opção é igualmente tentadora, especialmente ao se considerar o desempenho obtido para a Barra 308 (Tabela 5.29), o qual mostra uma Fase 1 muito mais lenta (102,6 vezes) do que a $EE_{G\&T}$ da Fase 2. Adicionalmente, a Tabela 5.33 também pode levar a conclusões

equivocadas, uma vez que os valores da Fase 1 (tempo gasto e números de avaliações e de execuções de FPO) não são fornecidos. Eles não existiriam se a lista fosse composta a partir de outras listas e/ou obtida a partir da experiência do planejador.

Tabela 5.33: Desempenho computacional para Lista_{G&T} deteriorada – Barra 310 do MRTS96.

	ELAI				SMC _{NS}		
	Fase 1	Fase 2		Total	Médio	Mínimo	Máximo
		EE _G	EE _{G&T}				
Tempo (s)	-	343,531	83,344	426,875	1.685,484	1.649,594	1.765,453
Avaliações	-	5,997×10 ⁷	4.849	5,997×10 ⁷	144.737	141.311	151.939
FPO	-	-	4.848	4.848	141.383	138.089	148.391

5.4.10.

Enumeração com até 3 Contingências (2 Geradores e 1 Circuito)

Esta subseção visa ilustrar as deficiências de mais uma alternativa muito tentadora de utilização da enumeração de estados, a qual é comumente encontrada na literatura, com aplicação em sistemas de menor porte. Tal alternativa corresponde a enumerar os estados de um sistema contendo-se a um baixo nível de contingência. No caso desta subseção adotou-se o nível de contingência tripla, sendo no máximo dupla para geradores e simples para circuitos. Nesta dissertação, esta análise é referida por EE2G1T.

Com intuito de comparar a EE2G1T com o método proposto nesta dissertação, o ELAI, a Tabela 5.34 dispõe os índices de confiabilidade obtidos por barra da Área 31, enquanto a Tabela 5.35 traz o desempenho apresentado pela EE2G1T em contraste com as análises da Área 31, via ELAI e via 10 execuções de SMC_{NS} (incerteza de 3%). Os resultados da Tabela 5.34 devem ser comparados com os do ELAI, encontrados nas Subseções 5.4.5 (Tabela 5.15) e 5.4.6 (Tabela 5.17).

A análise EE2G1T se mostrou inteiramente ineficaz para a avaliação de problemas relacionados ao balanço de geração, fornecendo índices do tipo BG nulos para todas as barras da Área 31. Por esta razão a Tabela 5.34 apresenta somente os índices PBG, os quais correspondem à totalidade dos índices combinados. Este resultado comprova a noção de que os índices de déficit de geração, de um sistema de médio a grande porte, são impossíveis de serem capturados, mesmo que de forma muito precária, por um processo de enumeração restrito a um nível muito baixo de

contingências simultâneas. Esta comprovação, por sua vez, diz muito sobre a eficiência da ferramenta ELAI, a qual, é importante lembrar, não foi concebida para avaliar índices BG. Mesmo nesse caso, embora tenha demandado um tempo de processamento acima de algo que seria minimamente adequado, a ELAI obteve índices acima dos mínimos obtidos pelas 10 execuções da SMC_{NS} (Tabela 5.11). Cabe destacar que, mesmo sendo elevado, o tempo gasto (Fase 1 + EE_G) é 4,40 vezes menor que o de $EE2G1T$.

Tabela 5.34: Índices de confiabilidade por barra via $EE2G1T$ – Área 31 do MRTS96.

Barra	Carga (MW)	$LOLP_{PBG}$ (%)	$LOLE_{PBG}$ (h/ano)	$EPNS_{PBG}$ (MWh)	$EENS_{PBG}$ (GWh/ano)
301	216	0,0001	0,01	0,0001	0,001
302	194	0,0033	0,29	0,0035	0,031
303	360	0,0711	6,23	0,0351	0,307
304	148	0,0000	0,00	0,0000	0,000
305	142	0,0001	0,01	0,0000	0,000
306	272	0,7782	68,17	0,1845	1,617
307	250	0,0000	0,00	0,0000	0,000
308	342	0,0147	1,28	0,0069	0,061
309	350	0,0013	0,12	0,0006	0,005
310	390	0,1222	10,70	0,1402	1,228
Total	2.664	0,8789	76,99	0,3710	3,250

Tabela 5.35: Desempenho computacional do $EE2G1T$ – Área 31 do MRTS96.

	ELAI				EE2G1T	SMC _{NS}		
	Fase 1	Fase 2		Total		Médio	Mínimo	Máximo
		EE _G	EE _{G&T}					
Tempo (s)	38,094	343,531	43,422	425,047	1.679,172	310,069	243,125	337,953
Aval.	2.483	5,997×10 ⁷	4.057	5,998×10 ⁷	112.651	22.460	17.642	23.939
FPO	2.443	-	4.055	6.498	112.607	21.937	17.242	23.361

Com relação a problemas PBG, percebe-se que a $EE2G1T$ identificou cortes em 8 das 10 barras da Área 31. No entanto, ao se comparar os resultados da Tabela 5.34 com aqueles da Tabela 5.17, conclui-se que os índices obtidos pela $EE2G1T$ são muito pobres, tanto para cada uma das barras quanto para a área como um todo. A título de exemplo, a $LOLP_{PBG}$ total corresponde a apenas 6,5% do valor obtido pelo ELAI, enquanto a $EENS_{PBG}$ ficou em 10,5%. A disparidade de desempenho

apresentada para os índices fica ainda mais alarmante ao comparar os tempos de processamento. Da Tabela 5.35 tem-se que o EE2G1T gastou quase 4 vezes (3,95) mais tempo que toda a execução do ELAI.

Adicionalmente ao caso escolhido para esta subseção, foi realizada uma enumeração considerando até 4 contingências, sendo no máximo 3 de unidades de geração e 1 de circuitos. Informa-se que os índices BG continuaram nulos e que a melhora apresentada pelos índices PBG obtidos é muito pequena, principalmente se comparada ao incremento no esforço computacional. A $LOLP_{PBG}$ total ficou equivalente a 18,3% do valor obtido pelo ELAI, enquanto a $EENS_{PBG}$ chegou a 21,2%. Já o tempo de processamento subiu para 62,6 vezes o total demandado por toda a metodologia ELAI.

5.5. Conclusões

Neste capítulo foram apresentados diversos estudos visando avaliar o desempenho da metodologia proposta em contraste ao proporcionado por uma SMC_{NS} , adotada como referência.

Primeiramente, foi utilizado o sistema teste RTS79. As análises então realizadas tiveram o intuito de estabelecer as principais características do ELAI, em especial aquelas relacionadas à obtenção de índices BG. Neste ponto, é discutido como uma técnica de enumeração de estados, ainda que extraordinariamente aprimorada, como no método proposto, dificilmente será capaz de lidar com o problema de déficit de geração adequadamente. Essa conclusão é abstraída da Fase 1 do ELAI, pois, dada a natureza da solução do problema de déficit de geração (modelo barra única), a $Listag$ obtida sempre será dispersa. Além disso, muito provavelmente, todas as estações geradoras do sistema serão ranqueadas. É concluído também que a razão encontrada para a elevada qualidade dos índices obtidos com o RTS79, sobretudo os do tipo BG, está em sua dimensão de pequeno porte.

Posteriormente, uma configuração de maior porte e capaz de reproduzir características típicas de sistemas reais, o MRTS96, foi submetido a diversas análises. Em um primeiro estudo, considerando a avaliação de índices para todo o sistema, é reforçada a inaplicabilidade do ELAI para a obtenção de índices BG, assim como uma baixa eficiência para índices PBG. Contudo, ao serem considerados estudos mais adequados aos seus objetivos e concepção (i.e., obtenção de índices PBG

restritos a pequenas regiões de um sistema), o ELAI apresentou performance competitiva à da SMC_{NS} . Destaca-se, aqui, que a EE_G fornece sempre os mesmos resultados, não dependendo da região de interesse na análise (se uma determinada barra ou área do sistema). Portanto, ela deve ser executada somente uma vez e seus resultados devem ser armazenadas para complementar (i.e., cálculo dos índices combinados) os resultados das diversas análises PBG localizadas.

Por fim, com o propósito de evidenciar ainda mais a eficiência da metodologia proposta, duas abordagens equivocadas (uma delas comumente encontrada na literatura) da enumeração de estados são emuladas. Primeiro, a Barra 310 do MRTS96 é reavaliada no cenário de uma Lista Qualificada deteriorada. Depois, uma enumeração tripla (2 geradores + 1 circuito) é realizada a fim de avaliar os resultados para a Área 31. Estes dois estudos, assim como todas as demais análises realizadas, validam a metodologia proposta (ELAI) como uma ferramenta de enumeração de estados capaz de oferecer nível de eficiência compatível ao da SMC_{NS} , fornecendo índices com qualidade bem superior aos disponibilizados pelos métodos tradicionais de enumeração de estados.

6. Conclusões e Trabalhos Futuros

Esta dissertação de mestrado apresenta uma nova técnica de enumeração de estados para a avaliação da confiabilidade de sistemas de geração e transmissão (sistemas G&T), denominada Enumeração de Lista obtida via Amostragem por Importância (ELAI). Para tal, conceitos de uma técnica de redução de variância, a amostragem por importância (IS – *Importance Sampling*), são empregados para produzir uma lista ordenada dos equipamentos mais relevantes para a falha do sistema. Em seguida, um eficiente processo de enumeração de estados é gradualmente aplicado aos componentes da lista ordenada.

O Capítulo 1 delimita o contexto em que o método proposto está inserido, enquanto os Capítulos 2 e 3 trazem, respectivamente, a conceituação utilizada pelas principais técnicas de avaliação da confiabilidade de sistemas de potência (em especial a enumeração de estados) e a formulação básica da técnica amostragem por importância.

De posse do conhecimento exposto pelos três primeiros capítulos, o Capítulo 4 fornece o desenvolvimento metodológico do ELAI, o qual é dividido em duas fases. No detalhamento da Fase 1 é destacado que a avaliação de sistemas G&T deve ser separada em análise de problemas no balanço de geração (BG) e no pós balanço de geração (PBG). Tal separação é viabilizada a partir de duas listas qualificadas: Lista_G e Lista_{G&T}. Na Fase 2, são apresentados os dois processos de enumeração de estados, EE_G e EE_{G&T}, concebidos para a consideração das listas da Fase 1. Tanto EE_G, quanto EE_{G&T} partem do mesmo desenvolvimento, o qual é baseado no conceito fundamental de que a enumeração dos equipamentos de uma Lista Qualificada, acompanhada da enumeração implícita dos equipamentos não listados, é capaz de fornecer boas estimativas para os índices de confiabilidade.

No Capítulo 5, a análise e validação do ELAI é realizada por meio de dois sistemas teste, um de pequeno porte (*IEEE Reliability Test System - 1979* [59]) e outro de médio porte (configuração modificada do sistema *IEEE Reliability Test System - 1996* [62]). O primeiro tem o propósito de estabelecer particularidades do

método e do problema de enumeração quando um sistema pequeno é analisado. Já o segundo, é utilizado para investigar a performance da metodologia proposta quando aplicada em configurações que apresentem características semelhantes à de sistemas reais.

Complementando esta dissertação de mestrado, nas seções a seguir são enumeradas as principais conclusões e contribuições que podem ser associadas a esta dissertação de mestrado, bem como as propostas de trabalhos futuros.

6.1. Conclusões e Contribuições

Com base em tudo o que foi exposto nesta dissertação, é possível concluir que a combinação da técnica IS com um eficiente processo de enumeração de estados, o qual permite considerar implicitamente um conjunto astronômico de estados, proporciona uma técnica capaz de competir em igualdade de eficiência com a simulação Monte Carlo não sequencial (SMC_{NS}). Cabe destacar que não é encontrado na literatura nenhum método de enumeração que seja capaz de obter índices de confiabilidade consistentes para sistemas de médio-grande porte. Menos ainda, que proporcione tempos de processamento praticáveis, ou não absurdamente superiores aos demandados por uma SMC_{NS} . Portanto, a metodologia proposta, traduzida na ferramenta ELAI, pode ser considerada uma importante contribuição para o problema da avaliação da confiabilidade de sistemas G&T.

De qualquer forma, no Capítulo 5, é evidenciado que o próprio ELAI não consegue ser sempre competitivo com a SMC_{NS} , apresentando aplicação específica à situação em que a Lista Qualificada do problema é pouco dispersa (i.e., poucos equipamentos impactando os índices do sistema ou região de interesse). Portanto, a aplicação do ELAI é voltada para a análise de índices localizados, por exemplo, a área de uma concessionária, ou parte dela. Cabe destacar, que este deve ser o foco do planejador da concessionária. Adicionalmente, é importante lembrar que, para os casos com análise localizada, o esforço da SMC_{NS} fica maior, tendo em vista a menor dimensão dos índices obtidos. Logicamente, isso contribui para aumento da competitividade do ELAI.

No que tange à insuficiência de geração, é demonstrado que a $Lista_G$ fatalmente será dispersa, o que reduz a aplicabilidade ao problema BG. Felizmente, em sistemas reais, para os quais o ELAI foi concebido, os índices BG tendem a zero.

Portanto, a segunda contribuição deste trabalho reside em comprovar que, no que tange aos índices BG (ou sistemas de geração), apesar do grande esforço e êxito associado ao desenvolvimento do ELAI, técnicas que se baseiam em SMC_{NS} continuam sendo claramente superiores às baseadas em enumeração de estados.

Uma última contribuição a ser destacada, a qual pode ser explorada em uma proposta de trabalho futuro, está atrelada ao fato da Lista Qualificada fornecer, em ordem decrescente, os equipamentos mais relevantes ou críticos para a falha. Tal informação fornece um forte indicativo para locais do sistema em que se deve investigar a adição de reforços. Muito provavelmente, serão identificados reforços que implicarão em forte redução nos índices de confiabilidade.

6.2.

Propostas de Trabalhos Futuros

Com base nos estudos que foram realizados nesta dissertação de mestrado é possível apontar as seguintes sugestões para trabalhos futuros:

- Uso da Lista Qualificada no planejamento da expansão da transmissão. Em uma etapa mais avançada/refinada, o planejador de uma concessionária pode utilizar a Lista Qualificada recursivamente para definir os locais da sua área de atuação que necessitam de reforços. Um procedimento para isso pode ser resumido em simular reforços individuais para os (ou nas proximidades dos) equipamentos mais críticos indicados pela lista, e, para cada configuração obtida, encontrar uma nova Lista Qualificada, de modo que mais reforços possam ser simulados. Tal procedimento pode ser repetido até que se alcance um determinado nível de confiabilidade desejado. Então, as alternativas (conjuntos de reforços) que propiciarem as melhores relações entre custos de investimentos e ganhos na confiabilidade podem ser selecionadas para análises posteriores. Observe que um órgão central, no caso brasileiro a EPE (Empresa de Pesquisa Energética), pode conduzir estudos semelhantes, visando, por exemplo, determinar quais locais do sistema impactam negativamente os índices de confiabilidade e, deste modo, identificar mais corretamente as responsabilidades;

- Aprimorar a Fase 1 para que seja capaz de gerar múltiplas listas qualificadas do tipo G&T. É possível fazer implementações nas rotinas da Fase 1, tornando-a capaz de considerar, simultaneamente, diversos pontos (área/barra) de interesse, obtendo uma Lista_{G&T} para cada um dos pontos. Em princípio, esta característica não implicaria em elevação do esforço computacional, o qual seria basicamente determinado pelo nível de confiabilidade do ponto de interesse com os menores índices. Adicionalmente, destaca-se que o ELAI apresenta melhor desempenho para pontos muito localizados (i.e., barras). Assim, uma única execução da Fase 1 seria necessária para viabilizar a análise de diversos pontos de interesse, reduzindo o esforço computacional e ampliando a qualidade dos índices obtidos;
- Aplicação em sistemas reais. O algoritmo de fluxo de potência ótimo implementado no ELAI utiliza rotinas do “*Intel IMSL Fortran Numerical Library*”. Para viabilizar testes utilizando sistemas reais é necessário alterar o ELAI visando implementar um pacote de otimização mais eficiente;
- Implementação do método da entropia cruzada (CE – *Cross Entropy*). Visando tornar a ferramenta ELAI mais bem adaptada a avaliar pontos do sistema com raridade de falhas, o método CE pode ser incorporado à plataforma Monte Carlo que dá sustentação à Fase 1 do ELAI. Com relação à Fase 2, entende-se que apenas ajustes de alguns parâmetros poderiam ser necessários, tendo em vista eventuais aprofundamentos no nível das contingências, o que pode violar determinadas tolerâncias;
- Cálculo de índices de frequência e duração (F&D). Apesar de não demandar uma implementação muito mais complexa que os índices de probabilidade e energia, o cálculo de índices F&D não foi inserido no escopo desta dissertação de mestrado. Tendo em vista o volume de trabalho, já bastante elevado, a avaliação de índices F&D é deixada como proposta para aprimoramento futuro do ELAI.
- Consideração de modelo de Markov para a carga. A partir de um modelo Markoviano com número reduzido de estados é possível considerar as

variações da carga. Para tal, uma Lista Qualificada seria obtida para cada estado da carga. Em seguida seriam efetuadas execuções da Fase 2, uma para cada par estado de carga e respectiva Lista Qualificada. Terminadas as execuções, os índices obtidos para cada estado de carga seriam devidamente combinados de modo a se produzir os índices finais;

- Inclusão de fontes renováveis intermitentes. Uma alternativa para viabilizar a consideração da volatilidade destas fontes energéticas consiste no emprego de um modelo de Markov com múltiplos estados. Neste modelo, os diferentes estados seriam obtidos a partir da combinação de outros dois modelos multiestados, um referente à disponibilidade momentânea de recursos energéticos (faixas de capacidade energética consideradas) e outro referente à disponibilidade de equipamentos (falha e reparo das unidades) da respectiva estação geradora;
- Obtenção dos conjuntos mínimos de corte. A partir de novas implementações é possível tornar o ELAI capaz de identificar e armazenar o estado raiz (primeiro estado de falha) de cada sequência de aprofundamento do processo de enumeração. A partir da análise dos estados raízes é possível identificar, dentre eles, os estados que contenham os conjuntos mínimos de corte, ou seja, os estados para os quais o reparo individual de qualquer equipamento indisponível leva ao sucesso. Cabe destacar que, em princípio, este procedimento é indicado apenas para falhas localizadas (e.g., uma determinada barra), para as quais há pouco abrangência de equipamentos relevantes. Em caso contrário, o número de conjuntos mínimos de corte pode ser muito elevado, inviabilizando a sua aplicação em estudos de planejamento.

7. Referências Bibliográficas

1. ONS. **Submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos - Rev. 2018**, 2018. Disponível em: <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2023%2FSubm%C3%B3dulo%2023.3%2FSubm%C3%B3dulo%2023.3%202018.08.pdf>. Acesso em: 15 Março 2021.
2. BILLINTON, R. **Bibliography on Application of Probability Methods in the Evaluation of Generating Capacity Requirements**. IEEE Winter Power Meeting. New York: [s.n.]. 1966. p. 62-66.
3. BILLINTON, R. Bibliography on the Application of Probability Methods In Power System Reliability Evaluation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-91, p. 649-660, March 1972.
4. POWER SYSTEM ENGINEERING COMMITTEE. Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1971-1977. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-97, p. 2235-2242, November 1978.
5. ALLAN, R. N.; BILLINTON, R.; LEE, S. H. Bibliography of the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1977-1982. **IEEE Power Engineering Review**, v. PER-4, p. 24-25, February 1984.
6. ALLAN, R. N. et al. Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation: 1982-1987. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, p. 1555-1564, November 1988.
7. SCHILLING, M. T. et al. Bibliography on Composite System Reliability (1964-1988). **IEEE Power Engineering Review**, v. 4, p. 1122-1132, August 1989.
8. ALLAN, R. N. et al. Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation: 1987-1991. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, p. 41-49, February 1994.
9. ALLAN, R. N. et al. Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, p. 51-57, February 1999.
10. BILLINTON, R.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; BERTLING, L. Bibliography on the application of probability methods in power system reliability

- evaluation 1996-1999. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 16, p. 595-602, November 2001.
11. SINGH, C. Markov Cut-Set Approach for the Reliability Evaluation of Transmission and Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-100, p. 2719-2725, June 1981.
 12. AL-MUHAINI, M.; HEYDT, G. T. A Novel Method for Evaluating Future Power Distribution System Reliability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, p. 3018-3027, August 2013.
 13. ZHAO, Y. et al. Minimal Cut Sets-Based Reliability Evaluation of the More Electric Aircraft Power System. **Mathematical Problems in Engineering**, v. 2018, 11 pages, 2018.
 14. KAMPS, K. et al. **Reliability of Decentralized Network Automation Systems and Impacts on Distribution Network Reliability**. 2020 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS). Liege, Belgium: [s.n.]. 2020. p. 1-6.
 15. BOSISIO, A. et al. **Reliability evaluation for meshed distribution networks based on minimal cut sets method**. 2020 AEIT International Annual Conference (AEIT). Catania, Italy: [s.n.]. 2020. p. 1-6.
 16. BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques**. 2nd. ed. New York: Plenum Press, 1992.
 17. BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2nd. ed. New York: Plenum Press, 1994.
 18. HALL, J. D.; RINGLEE, R. J.; WOOD, A. J. Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations: I - Generation System Model. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-87, p. 1787-1796, September 1968.
 19. LEITE DA SILVA, A. M.; MELO, A. C. G.; CUNHA, S. H. F. Frequency and duration method for reliability evaluation of large-scale hydrothermal generating systems. **IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution - Part C**, v. 138, p. 94-102, February 1991.
 20. ANSTINE, L. T. et al. Application of Probability Methods to the Determination of Spinning Reserve Requirements for the Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-82, p. 726-735, October 1963.
 21. BILLINTON, R.; CHOWDHURY, N. A. Operating reserve assessment in interconnected generating systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, p. 1479-1487, November 1988.

22. GOOI, H. B. et al. Optimal scheduling of spinning reserve. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, p. 1485-1492, November 1999.
23. ORTEGA-VAZQUEZ, M. A.; KIRSCHEN, D. S. Optimizing the Spinning Reserve Requirements Using a Cost/Benefit Analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, p. 24-33, February 2007.
24. LEITE DA SILVA, A. M.; ALVAREZ, G. P. Operating reserve capacity requirements and pricing in deregulated markets using probabilistic techniques. **IET Proceedings on Generation, Transmission & Distribution**, v. 1, p. 439-446, May 2007.
25. LEITE DA SILVA, A. M. et al. Long-Term Probabilistic Evaluation of Operating Reserve Requirements With Renewable Sources. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, p. 106-116, February 2010.
26. LIU, G.; TOMSOVIC, K. Quantifying Spinning Reserve in Systems With Significant Wind Power Penetration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, p. 2385-2393, November 2012.
27. LEITE DA SILVA, A. M.; CASTRO, J. F. C.; GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, R. A. Spinning Reserve Assessment Under Transmission Constraints Based on Cross-Entropy Method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, p. 1624-1632, March 2016.
28. BILLINTON, R.; BOLLINGER, K. E. Transmission System Reliability Evaluation Using Markov Processes. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-87, p. 538-547, February 1968.
29. GAVER, D. P.; MONTMEAT, F. E.; PATTON, A. D. Power System Reliability I-Measures of Reliability and Methods of Calculation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 83, p. 727-737, July 1964.
30. PEREIRA, M. V. F.; BALU, N. J. Composite generation/transmission reliability evaluation. **Proceedings of the IEEE**, v. 80, p. 470-491, April 1992.
31. MELO, A. C. G.; PEREIRA, M. V. F.; LEITE DA SILVA, A. M. Frequency and duration calculations in composite generation and transmission reliability evaluation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, p. 469-476, May 1992.
32. MELO, A. C. G.; PEREIRA, M. V. F.; LEITE DA SILVA, A. M. A conditional probability approach to the calculation of frequency and duration indices in composite reliability evaluation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, p. 1118-1125, August 1993.
33. MANSO, L. A. F.; LEITE DA SILVA, A. M. Modelagem de cargas variantes no tempo na avaliação de confiabilidade composta via simulação Monte Carlo

não-sequencial. **Revista SBA: CONTROLE & AUTOMAÇÃO**, v. 15, p. 93-100, March 2004.

34. SALVADERI, L. Monte Carlo Simulation Techniques. **Reliability Assessment of Composite Generation and Transmission Systems, IEEE Tutorial Course**, 1990.
35. MELLO, J. C. O. et al. Application of chronological load modeling in composite reliability worth evaluation. **Electric Power Systems Research**, v. 40, p. 167-174, March 1997.
36. MELLO, J. C. O.; LEITE DA SILVA, A. M.; PEREIRA, M. V. F. Efficient loss-of-load cost evaluation by combined pseudo-sequential and state transition simulation. **IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution**, v. 144, p. 147-154, April 1997.
37. LEITE DA SILVA, A. M. et al. Pseudo-chronological simulation for composite reliability analysis with time varying loads. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, p. 73-80, February 2000.
38. BILLINTON, R.; KHAN, E. A security based approach to composite power system reliability evaluation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, p. 65-72, February 1992.
39. BILLINTON, R.; LIAN, G. Composite power system health analysis using a security constrained adequacy evaluation procedure. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, p. 936-941, May 1994.
40. BILLINTON, R.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. A basic framework for generating system operating health analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, p. 1610-1617, August 1994.
41. BILLINTON, R.; KARKI, R. Application of Monte Carlo simulation to generating system well-being analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, p. 1172-1177, August 1999.
42. LEITE DA SILVA, A. M. et al. Well-being analysis for composite generation and transmission systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, p. 1763-1770, November 2004.
43. PINTO, L. M. V. G.; PEREIRA, M. V. F. **A variance reduction technique to the reliability analysis of a generation/transmission system**. IEEE International Symposium on Circuits and Systems. Singapore: [s.n.]. 1991. p. 892-895.
44. LIEBER, D.; NEMIROVSKII, A.; RUBINSTEIN, R. Y. A fast Monte Carlo method for evaluating reliability indexes. **IEEE Transactions on Reliability**, v. 48, p. 256-261, September 1999.

45. LEITE DA SILVA, A. M.; FERNANDEZ, R. A. G.; SINGH, C. Generating Capacity Reliability Evaluation Based on Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Methods. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, p. 129-137, February 2010.
46. CARVALHO, L. D. M. et al. Simplified Cross-Entropy Based Approach for Generating Capacity Reliability Assessment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, p. 1609-1616, May 2013.
47. CHEN, Q.; MILI, L. Composite Power System Vulnerability Evaluation to Cascading Failures Using Importance Sampling and Antithetic Variates. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, p. 2321-2330, August 2013.
48. TÓMASSON, E.; SÖDER, L. Improved Importance Sampling for Reliability Evaluation of Composite Power Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, p. 2426-2434, May 2017.
49. GENG, L.; ZHAO, Y.; LI, W. Enhanced Cross Entropy Method for Composite Power System Reliability Evaluation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, p. 3129-3139, July 2019.
50. URGUN, D.; SINGH, C.; VITTAL, V. Importance Sampling Using Multilabel Radial Basis Classification for Composite Power System Reliability Evaluation. **IEEE Systems Journal**, v. 14, p. 2791-2800, June 2020.
51. HE, J. et al. State-space partitioning method for composite power system reliability assessment. **IET Proceedings on Generation, Transmission & Distribution**, v. 4, p. 780-792, August 2010.
52. HOU, K. et al. A Continuous Time Markov Chain Based Sequential Analytical Approach for Composite Power System Reliability Assessment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, p. 738-748, January 2016.
53. PEREIRA, M. V. F. et al. Combining analytical models and Monte-Carlo techniques in probabilistic power system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, p. 265-272, February 1992.
54. REI, A. M.; SCHILLING, M. T.; MELO, A. C. G. **Monte Carlo Simulation and Contingency Enumeration in Bulk Power Systems Reliability Assessment**. 2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. Stockholm, Sweden: [s.n.]. 2006. p. 1-6.
55. REI, A. M.; SCHILLING, M. T. Reliability Assessment of the Brazilian Power System Using Enumeration and Monte Carlo. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, p. 1480-1487, August 2008.

56. BILLINTON, R.; ZHANG, W. State extension for adequacy evaluation of composite power systems-applications. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, p. 427-432, February 2000.
57. LIU, H. et al. A novel state selection technique for power system reliability evaluation. **Electric Power Systems Research**, v. 78, p. 1019-1027, July 2008.
58. JIA, Y. et al. A Fast Contingency Screening Technique for Generation System Reliability Evaluation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, p. 4127-4133, November 2013.
59. PROBABILITY METHODS SUBCOMMITTEE. IEEE Reliability Test System. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-98, p. 2047-2054, November 1979.
60. SCHILLING, M. T.; LEITE DA SILVA, A. M. Conceptual Investigation on Probabilistic Adequacy Protocols: Brazilian Experience. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, p. 1270-1278, May 2014.
61. HOU, K. et al. **Composite generation and transmission system reliability assessment using impact increment-based state enumeration method**. 2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS). Beijing, China: [s.n.]. 2016. p. 1-6.
62. GRIGG, C. et al. The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, p. 1010-1020, August 1999.
63. LEITE DA SILVA, A. M.; PEREIRA, M. V. F.; SCHILLING, M. T. **Power System Analysis under Uncertainties - Concepts and Techniques**. II Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (SEPOPE). São Paulo, Brasil: [s.n.]. 1989.
64. LEITE DA SILVA, A. M. et al. Integrated reliability evaluation of generation, transmission and distribution systems. **IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution**, v. 149, p. 1-6, January 2002.
65. SINGH, C.; CHANDER, T. P.; FENG, J. Convergence characteristics of two Monte Carlo models for reliability evaluation of interconnected power systems. **Electric Power Systems Research**, v. 28, p. 1-8, October 1993.
66. MELLO, J. C. O. **Determinação do Valor da Confiabilidade em Sistemas Compostos de Geração e Transmissão**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - PUC-Rio. Rio de Janeiro-RJ, Brasil. 1994.
67. MELLO, J. C. O.; PEREIRA, M. V. F.; LEITE DA SILVA, A. M. Evaluation of Reliability Worth in Composite System Based on Pseudo-Sequential Monte

- Carlo Simulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, p. 1318-1326, August 1994.
68. MANSO, L. A. F. **Um Ambiente para Planejamento de Sistemas de Geração e Transmissão Utilizando o Valor da Confiabilidade**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - UNIFEI. Itajubá-MG, Brasil. 1999.
69. MANSO, L. A. F.; LEITE DA SILVA, A. M.; MELLO, J. C. O. Comparison of alternative methods for evaluating loss of load costs in generation and transmission systems. **Electric Power Systems Research**, v. 50, p. 107-114, May 1999.
70. OLIVEIRA, G. C.; PEREIRA, M. V. F.; CUNHA, S. H. F. A technique for reducing computational effort in Monte-Carlo based composite reliability evaluation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 4, p. 1309-1315, November 1989.
71. PEREIRA, M. V. F. et al. **Monte Carlo Based Composite Reliability Evaluation - Modeling Aspects and Computational Results**. Reliability Assessment of Composite Generation and Transmission Systems, IEEE Tutorial Course, 90EH0311-1-PWR. [S.l.]: [s.n.]. 1990.
72. RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P. **Simulation and the Monte Carlo Method**. 2nd. ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2008.
73. HOMEM-DE-MELLO, T.; RUBINSTEIN, R. Y. **Estimation of rare event probabilities using cross-entropy**. Proceedings of the Winter Simulation Conference. San Diego, USA: [s.n.]. 2002. p. 310-319.
74. RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P. **The Cross-Entropy Method: A Unified Approach to Combinatorial Optimization, Monte-Carlo Simulation and Machine Learning**. 1st. ed. New York: Springer Science+Business Media, 2004.
75. GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, R. A. **Avaliação da Confiabilidade da Capacidade de Geração via o Método da Entropia Cruzada**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - UNIFEI. Itajubá-MG, Brasil. 2009.
76. GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, R. A. **Aplicações do Método da Entropia Cruzada na Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - UNIFEI. Itajubá-MG, Brasil. 2012.
77. CASTRO, J. F. C. **Dimensionamento da Reserva Operativa Considerando Restrições de Transmissão via Método da Entropia Cruzada**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - UNIFEI. Itajubá-MG, Brasil. 2014.
78. CASTRO, J. F. C. **Planejamento da Reserva Operativa em Sistemas Multiárea com Fontes Renováveis via Método da Entropia Cruzada**. Tese

(Doutorado em Engenharia Elétrica) - PUC-Rio. Rio de Janeiro-RJ, Brasil. 2018.

79. GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, R. A. et al. Composite Systems Reliability Evaluation Based on Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Methods. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, p. 4598-4606, November 2013.
80. LEITE DA SILVA, A. M.; CASTRO, J. F. C.; BILLINTON, R. Probabilistic Assessment of Spinning Reserve via Cross-Entropy Method Considering Renewable Sources and Transmission Restrictions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, p. 4574-4582, July 2018.
81. STOTT, B.; ALSAC, O.; ALVARADO, F. L. Analytical and computational improvements in performance-index ranking algorithms for networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 7, p. 154-160, July 1985.
82. AGREIRA, C. I. F. et al. **Contingency screening and ranking algorithm using two different sets of security performance indices**. 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings. Bologna, Italy: [s.n.]. 2003. p. 5.
83. STEFOPOULOS, G. K. et al. **Advanced contingency selection methodology**. Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium. Ames, IA, USA: [s.n.]. 2005. p. 67-73.
84. LEITE DA SILVA, A. M. et al. Well-being Analysis for Composite Generation and Transmission Systems Based on Pattern Recognition Techniques. **IET Proceedings on Generation, Transmission & Distribution**, v. 2, p. 202-208, March 2008.
85. FARDIS, M. N.; CORNELL, C. A. Analysis of Coherent Multistate Systems. **IEEE Transactions on Reliability**, v. R-30, p. 117-122, June 1981.

Apêndice.
Sistema RTS79

A.1.
Dados Determinísticos de Barra

Tabela A.1: Dados Determinísticos de Barra.

Barra	Área	Carga Pico (MW)	Capacidade de Geração (MW)
01	1	108,00	192,00
02	1	97,00	192,00
03	1	180,00	0,00
04	1	74,00	0,00
05	1	71,00	0,00
06	1	136,00	0,00
07	1	125,00	300,00
08	1	171,00	0,00
09	1	175,00	0,00
10	1	195,00	0,00
11	2	0,00	0,00
12	2	0,00	0,00
13	2	265,00	591,00
14	2	194,00	0,00
15	2	317,00	215,00
16	2	100,00	155,00
17	2	0,00	0,00
18	2	333,00	400,00
19	2	181,00	0,00
20	2	128,00	0,00
21	2	0,00	400,00
22	2	0,00	300,00
23	2	0,00	660,00
24	2	0,00	0,00

A.2.**Dados Determinísticos de Estações Geradoras****Tabela A.2: Dados Determinísticos de Estações Geradoras.**

Estação Geradora	Barra	Unidades	Capacidade Individual (MW)	Capacidade Total (MW)
01	01	02	20	40
02	01	02	76	152
03	02	02	20	40
04	02	02	76	152
05	07	03	100	300
06	13	03	197	591
07	15	05	12	60
08	15	01	155	155
09	16	01	155	155
10	18	01	400	400
11	21	01	400	400
12	22	06	50	300
13	23	02	155	310
14	23	01	350	350

A.3. Dados Determinísticos de Circuito

Tabela A.3: Dados Determinísticos de Circuito.

Circuito	Barras Terminais		Reatância (pu)	Capacidade (MW)
	De	Para		
01	01	02	0,0139	175
02	01	03	0,2112	175
03	01	05	0,0845	175
04	02	04	0,1267	175
05	02	06	0,1920	175
06	03	09	0,1190	175
07	03	24	0,0839	400
08	04	09	0,1037	175
09	05	10	0,0883	175
10	06	10	0,0605	175
11	07	08	0,0614	175
12	08	09	0,1651	175
13	08	10	0,1651	175
14	09	11	0,0839	400
15	09	12	0,0839	400
16	10	11	0,0839	400
17	10	12	0,0839	400
18	13	11	0,0476	500
19	14	11	0,0418	500
20	13	12	0,0476	500
21	23	12	0,0966	500
22	13	23	0,0865	500
23	14	16	0,0389	500
24	15	16	0,0173	500
25	15	21	0,0490	500
26	15	21	0,0490	500
27	15	24	0,0519	500
28	16	17	0,0259	500
29	16	19	0,0231	500
30	17	18	0,0144	500
31	17	22	0,1053	500
32	18	21	0,0259	500
33	18	21	0,0259	500
34	19	20	0,0396	500
35	19	20	0,0396	500
36	20	23	0,0216	500
37	20	23	0,0216	500
38	21	22	0,0678	500