



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

JOSÉ FILHO DA COSTA CASTRO

**DIMENSIONAMENTO DA RESERVA OPERATIVA
CONSIDERANDO RESTRIÇÕES DE TRANSMISSÃO VIA
MÉTODO DA ENTROPIA CRUZADA**

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

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva

Março 2014
Itajubá – MG – Brasil



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

ANEXO II

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Título da Dissertação: **“Dimensionamento da Reserva Operativa Considerando Restrições de Transmissão via Método da Entropia Cruzada”**

Autor: **José Filho da Costa Castro**

JULGAMENTO

| Examinadores | Conceito A = Aprovado - R = Reprovado - I = Insuficiente | Rubrica |
|---------------------|--------------------------------------------------------------------|----------------|
| 1º | A | |
| 2º | A | |
| 3º | A | |

Observações:

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
- (2) O Trabalho será considerado Reprovado se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
- (3) O Trabalho será considerado Insuficiente (I) se for atribuído pelo menos um conceito R. Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Dissertação.

Este documento terá a validade de 60 (sessenta) dias a contar da data da defesa da Dissertação.

Resultado Final: Conceito: A, ou seja, Aprovado

Observações: _____

Itajubá, 28 de Março de 2014.

Prof. Dr. Marcus Theodor Schilling
1º Examinador - UFF

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa
2º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva
3º Examinador (Orientador)- UNIFEI

AGRADECIMENTOS

Ao professor Armando Martins Leite da Silva, pelo excelente trabalho de orientação ao longo do desenvolvimento desta dissertação, pelos ensinamentos e pelo exemplo de dedicação.

A minha mãe, pelo apoio incondicional e incentivo para realização deste trabalho.

A minha família, pelo apoio, bem como pela compreensão pelo sacrifício que lhes foi imposto devido minha ausência.

A todos os colegas e amigos do GESIS, pelo acolhimento, companheirismo e pelo compartilhamento de suas experiências de vida.

Ao amigo Reinaldo Andrés González-Fernández pela inestimável ajuda na programação do código fonte e na elucidação de alguns conceitos.

A todos os que contribuíram para minha formação profissional.

À CAPES, pelo apoio financeiro.

A minha mãe, pelo apoio incondicional.

Ao meu amor, Vitória Andrade.

A todos os fortes e bravos

Citados no poema de Gonçalves Dias:

“A vida é combate,

Que os fracos abate,

Que os fortes, os bravos,

Só pode exaltar.”

RESUMO

O correto dimensionamento da reserva de capacidade de geração, seja estática ou operativa, é um problema fundamental no planejamento e na operação dos sistemas elétricos de potência. A reserva girante é a parcela da reserva operativa que está sincronizada de forma a suprir a carga, caso haja perda de unidades de geração, bem como acréscimos de demanda devido a erros de previsão, ou qualquer outro fator externo inesperado. Dada sua característica estocástica, essa parcela da reserva operativa é mais adequadamente dimensionada utilizando-se métodos probabilísticos, pois assim se obtêm índices de risco associados à perda de carga, caracterizando de forma quantitativa a confiabilidade do sistema. Através destes índices, as diversas configurações do sistema elétrico podem ser comparadas e o processo de tomada de decisão apontará as alternativas que atendam os critérios requeridos de confiabilidade.

Esta dissertação propõe uma metodologia de dimensionamento da reserva girante considerando o risco de perda de carga devido a falhas nos sistemas de geração e transmissão. Considerando a raridade destes eventos, utiliza-se um estimador não tendencioso baseado na amostragem por importância (*Importance Sampling – IS*), aplicado à Simulação Monte Carlo (SMC). O conjunto de parâmetros ótimos do estimador é obtido por um processo adaptativo de otimização estocástica, utilizando o método da Entropia Cruzada (*Cross Entropy – CE*).

O método desenvolvido nesta dissertação apresenta a devida robustez e flexibilidade de avaliação. O estimador proposto baseado na técnica IS via CE torna a SMC computacionalmente eficiente e, como as falhas dos equipamentos de transmissão também são incluídas na análise, o modelo do sistema torna-se mais consistente com a realidade operativa. Portanto, a metodologia proposta é capaz de resolver, de forma eficiente do ponto de vista computacional, o problema do dimensionamento da reserva operativa, em particular a girante, de sistemas considerando a rede de transmissão. Estes aspectos são comprovados através de vários testes utilizando-se o sistema teste IEEE RTS (*Reliability Test System*). Tais testes demonstram que os índices de risco obtidos refletem de forma correta a probabilidade de falha do sistema devido a violações dos limites de capacidade dos equipamentos de transmissão. Assim, a reserva girante pode ser dimensionada de forma mais apropriada aos reais requisitos operativos do sistema.

ABSTRACT

The adequate sizing of the generation capacity reserve requirements, either static or operating, is a fundamental issue in the planning process of electric power systems. The spinning amount of the operating reserve is the portion that is synchronized in order to supply the load, in case of unit generating losses as well as increases in the demand due to forecasting errors, or any other unexpected external factor. Due to its stochastic characteristic, this portion of the operating reserve is more adequately determined using probabilistic methods, since one can assess risk indices associated to load curtailments, which duly measure the system reliability. Through these indices, the various alternatives of the electrical system can be compared and the decision-making process will point out the option that meets acceptable reliability criteria.

This dissertation proposes a methodology for assessing the spinning reserve considering the loss of load risk due to failures in the generation and transmission systems. Bearing in mind the rarity of these events, an unbiased estimator based on Importance Sampling (IS) is used with the Monte Carlo simulation (MCS) approach. The set of optimal parameters of this estimator is obtained through an adaptive stochastic optimization process using the Cross Entropy (CE) method.

The methodology developed in this dissertation presents the adequate robustness and flexibility for the reliability assessment. The proposed estimator based on the IS via CE technique makes the MCS approach computationally efficient and, as the failures of the transmission equipment system are also included in the analysis, the system model is more consistent with the operation reality. Therefore, the proposed methodology is able to solve, within acceptable computational times, the problem of sizing the operating reserve, particularly the spinning requirement, in systems considering the transmission network. These aspects are ensured by several tests using the IEEE Reliability Test System. Such tests demonstrate that the obtained risk indices can coherently reflect the probability of system failure due to violations of the capacity limits of transmission equipment. Thus, the spinning reserve requirements can be more realistically evaluated for electric power system operation.

SUMÁRIO

| | |
|-----------------------------------------------------------------------|-------------|
| Resumo | v |
| Abstract | vii |
| Lista de Figuras | xi |
| Lista de Tabelas | xii |
| Lista de Abreviaturas | xiii |
| Lista de Símbolos | xv |
| Capítulo 1: Introdução..... | 1 |
| 1.1. Considerações Iniciais | 1 |
| 1.1.1. Reserva Girante | 2 |
| 1.1.2. O Sistema de transmissão no âmbito da Reserva | 4 |
| 1.1.3. Avaliação do Risco usando Simulação Monte Carlo | 5 |
| 1.1.4. Amostragem por Importância e o Método da Entropia Cruzada..... | 7 |
| 1.1.5. Proposta da Dissertação..... | 7 |
| 1.2. Desenvolvimento Histórico | 8 |
| 1.3. Estrutura da Dissertação | 12 |
| Capítulo 2: Avaliação da Reserva Operativa de Geração | 14 |
| 2.1. Introdução | 14 |
| 2.2. Capacidade de Reserva Estática..... | 15 |
| 2.2.1. Índices de Confiabilidade | 15 |
| 2.2.2. Métodos de Avaliação da Confiabilidade..... | 18 |
| 2.2.3. Avaliação da Confiabilidade pelo Método Analítico | 19 |
| 2.2.4. Avaliação da Confiabilidade via Simulação Monte Carlo | 22 |

| | | |
|----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 2.2.5. | Avaliação da Confiabilidade via Método da Entropia Cruzada | 27 |
| 2.3. | Reserva Operativa | 35 |
| 2.3.1. | Classificação dos Tipos de Reserva..... | 35 |
| 2.3.2. | Reserva Girante | 38 |
| 2.3.3. | Método PJM | 39 |
| 2.4. | Formulação via MCS-CE..... | 42 |
| 2.5. | Resultados | 48 |
| 2.6. | Conclusões | 51 |
| Capítulo 3: Reserva Operativa Considerando Restrições De Transmissão..... | | 53 |
| 3.1. | Introdução | 53 |
| 3.2. | Confiabilidade de Sistemas de Geração e Transmissão..... | 55 |
| 3.2.1. | Modelos de Rede | 57 |
| 3.2.2. | Fluxo de Potência Linear..... | 59 |
| 3.2.3. | Fluxo de Potência Ótimo (FPO) | 61 |
| 3.3. | Avaliação da Confiabilidade Composta via o Método da Entropia Cruzada | 64 |
| 3.4. | Avaliação da Reserva Girante Considerando Restrições de Transmissão..... | 66 |
| 3.5. | Resultados | 73 |
| 3.5.1. | Comparação dos Métodos de Avaliação do Risco | 74 |
| 3.5.2. | Impacto da Política de Corte de Carga | 76 |
| 3.5.3. | Restrições de Capacidade das Linhas de Transmissão..... | 78 |
| 3.5.4. | Efeito das Falhas em Linhas de Transmissão | 80 |
| 3.5.5. | Dimensionamento da Reserva via Modelo Barra Única | 82 |

| | | |
|-----------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|-----------|
| 3.5.6. | Reserva Considerando o Sistema de Transmissão e com Redespacho | 84 |
| 3.5.7. | Reserva Considerando o Sistema de Transmissão e sem Redespacho | 84 |
| 3.6. | CONCLUSÕES | 86 |
| Capítulo 4: | Conclusões..... | 87 |
| 4.1. | Propostas Para Trabalhos Futuros..... | 89 |
| Referências Bibliográficas | | 91 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|-------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 2.1: Modelo do Sistema – Barra Única | 18 |
| Figura 2.2: Modelo de Carga Discretizada | 21 |
| Figura 2.3: Diagrama de Espaço de Estados | 39 |
| Figura 2.4: Representação do Sistema – Modelo Barra Única..... | 45 |
| Figura 2.5: Ganho Computacional em função da Raridade dos Eventos | 51 |
| Figura 3.1: Níveis Hierárquicos e Zonas Funcionais | 56 |
| Figura 3.2: Sistema – Geração, Transmissão e Carga | 68 |
| Figura 3.3: IEEE Reliability Test System [IEEE79] | 73 |
| Figura 3.4: Impacto da Estratégia de Corte de Carga no Risco..... | 77 |
| Figura 3.5: Efeito da Restrição de Capacidade no Risco | 79 |
| Figura 3.6: Efeito da ORR da Transmissão no Risco do Sistema | 81 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 2.1: Resultados do Processo Iterativo - Sistema IEEE-RTS79..... | 49 |
| Tabela 2.2: Números de Amostras de cada método e valor da RNS por Iteração..... | 50 |
| Tabela 3.1: Resultados para o sistema IEEE-RTS 79 | 75 |
| Tabela 3.2: Efeito da Política de Corte de Carga | 76 |
| Tabela 3.3: Efeito das Restrições de Capacidade das LTs no Risco – Sem Redespacho..... | 79 |
| Tabela 3.4: Impacto da ORR_T no Índice de Risco – Sem Redespacho..... | 80 |
| Tabela 3.5: Risco Desconsiderando Falhas nas LTs | 82 |
| Tabela 3.6: Dimensionamento da Reserva – Modelo Barra Única | 83 |
| Tabela 3.7: Reserva – Considerando Risco G&T com Redespacho | 84 |
| Tabela 3.8: Reserva – Considerando Risco G&T sem Redespacho..... | 85 |

LISTA DE ABREVIATURAS*

| | |
|----------|----------------------------------------------------------------------------------------------|
| AC | <i>Alternating Current</i> |
| ACO | <i>Ant Colony Optimization</i> |
| AIS | <i>Artificial Immune Systems</i> |
| ANR | <i>Artificial Neural Network</i> |
| CE | <i>Cross-Entropy</i> |
| COP | <i>Combinatory Optimization Problem</i> |
| COPT | <i>Capacity Outage Probability Table</i> |
| CRACEMCS | <i>Composite Reserve Assessment Based on Cross-Entropy Method and Monte Carlo Simulation</i> |
| pdf | <i>Probability density function</i> |
| EENS | <i>Expected Energy Not Supplied</i> |
| EPNS | <i>Expected Power Not Supplied</i> |
| EPSO | <i>Evolutionary Particle Swarm Optimization</i> |
| FOR | <i>Forced Outage Rate</i> |
| GA | <i>Genetic Algorithms</i> |
| GCR | <i>Generation Capacity Reliability</i> |
| GHz | <i>Gigahertz</i> |
| GS | <i>Generation Station</i> |
| IEEE | <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> |
| IMG | <i>Indisponibilidade Média Global</i> |
| IS | <i>Importance Sampling</i> |
| ISR | <i>Interconnected System Risk</i> |
| LOLC | <i>Loss of Load Cost</i> |
| LOLD | <i>Loss of Load Duration</i> |
| LOLE | <i>Loss of Load Expectation</i> |
| LOLF | <i>Loss of Load Frequency</i> |
| LOLP | <i>Loss of Load Probability</i> |

* Várias abreviaturas são mantidas na língua inglesa por serem mais conhecidas nesta forma.

| | |
|--------|---------------------------------------------------------|
| LT | Linha de Transmissão |
| MORR | <i>Modified Outage Replacement Rate</i> |
| MW | Megawatt |
| MWh | Megawatt-hora |
| NERC | <i>North American Electric Reliability Council</i> |
| NH | Nível Hierárquico |
| OIS | Operador Independente do Sistema |
| ONS | Operador Nacional do Sistema |
| OPF | <i>Optimal Power Flow</i> |
| ORR | <i>Outage Replacement Rate</i> |
| PIS | <i>Population-Based Intelligence Search</i> |
| PJM | Pennsylvania-New Jersey-Maryland |
| PL | Programação Linear |
| pmf | <i>Probability Mass Function</i> |
| PPNL | Problema de Programação Não-Linear |
| PSO | <i>Particle Swarm Optimization</i> |
| RTS | <i>Reliability Test System</i> |
| s | Segundos |
| SMC | Simulação Monte Carlo |
| SMC-IS | Simulação Monte Carlo usando Amostragem por Importância |
| SSR | <i>Single System Risk</i> |
| VRT | <i>Variance Reduction Techniques</i> |

LISTA DE SÍMBOLOS

| | |
|--------------------------|------------------------------------------------------------------------------|
| $\hat{\mathbf{v}}_k$ | Vetor de parâmetros de referência ótimo estimado na iteração k |
| $f(\bullet; \mathbf{u})$ | Função massa/densidade de probabilidade definida por \mathbf{u} |
| ∇ | Operador diferencial vetorial (Gradiente) |
| \in | Símbolo de <i>pertence</i> |
| $*$ | Operador de convolução |
| $:=$ | Operador de atribuição |
| λ | Taxa de Falha |
| μ | Taxa de Reparo |
| $D_{KL}(\)$ | Divergência de Kullback-Leibler |
| $\tilde{E}[\]$ | Valor esperado amostral |
| $E_u[\]$ | Valor esperado considerando o vetor de parâmetros de referência \mathbf{u} |
| F&D | Frequência e Duração |
| G | Modelo matemático que representa o conjunto de unidades geradoras |
| $H(\)$ | Função teste |
| $I_{\{ \}}$ | Função indicadora |
| K | Última iteração do processo de estimação de $\hat{\mathbf{v}}$ |
| L | Modelo matemático que representa a carga do sistema |
| \ln | Logaritmo natural |
| N | Número total de amostras |
| \mathbf{n} | Vetor que contém o número de unidades em cada estação geradora |
| N_1 | Número de Simulações da SMC com Amostragem por Importância |
| N_C | Número de estações geradoras do modelo G |

| | |
|-----------------------|---------------------------------------------------------------------|
| N_{MAX} | Critério de convergência definido pelo máximo número de iterações |
| $P_{\xi\{ \}}$ | Probabilidade de um evento considerando o vetor de parâmetros ξ |
| \wp | Probabilidade |
| \mathbb{R} | Conjunto dos números reais |
| R | Modelo matemático da reserva estática do sistema |
| $S()$ | Função de desempenho |
| T | <i>Lead Time</i> |
| \mathbf{u} | Vetor de parâmetros de referência original |
| $U()$ | Distribuição uniforme de probabilidade |
| $V()$ | Variância |
| $\mathbf{W}()$ | Razão de verossimilhança |
| \mathbb{Z} | Conjunto dos números inteiros |
| α | Parâmetro de suavização |
| β | Critério de convergência denominado coeficiente de variação |
| Δ | Fator de Incremento |
| $\boldsymbol{\omega}$ | Vetor de parâmetros de referência genérico |
| ρ | Parâmetro de níveis múltiplos |
| NH_{year} | Número de horas do ano |
| Ω | Conjunto dos estados do sistema |
| δ | Proporção da taxa de falha na MORR |

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A função de um sistema elétrico de potência é fornecer energia elétrica aos seus consumidores de forma econômica [WW96] e dentro dos níveis aceitáveis de confiabilidade [BA92]. Assim, é necessário manter um equilíbrio contínuo entre a energia gerada e o consumo de modo a evitar interrupções no fornecimento. No entanto, a energia elétrica é produzida e fornecida aos consumidores praticamente em tempo real e não há um método conveniente para armazená-la [P99]. Por isso, para garantir o equilíbrio energético, mantêm-se certa margem de geração acima da demanda prevista. Essa margem é denominada reserva de geração e é essencialmente dividida em duas partes: reserva de capacidade estática e de capacidade operativa, de acordo com o horizonte do planejamento [BA96].

A reserva de capacidade estática está relacionada com a avaliação em longo prazo das necessidades do sistema em termos globais. A capacidade operativa está relacionada com a avaliação em curto prazo da capacidade real necessária para atender um dado nível de carga [BA92, G09, G12, S09], sendo fornecida por unidades que ficam de prontidão e podem ser rapidamente utilizadas caso ocorra insuficiência de geração [P99]. Desta forma, o correto dimensionamento da reserva de geração é essencial para que o sistema elétrico seja capaz de desempenhar sua função, mesmo na ocorrência de aumentos inesperados dos níveis de carga ou falhas nos seus geradores [BA92]. Assim, um dos objetivos do planejamento de sistemas elétricos de potência é determinar os montantes de reserva, tanto estática quanto operativa, necessários para atender os requisitos do sistema.

Em estudos de planejamento da expansão, determina-se onde e quando os reforços (i.e., unidades de geração, linhas de transmissão, etc.) devem ser adicionados para assegurar os requerimentos de reserva estática [PB92]. No curto prazo, dada a configuração do sistema existente, o objetivo é determinar o montante de geração que deve ser comissionado para atender a demanda prevista, assegurando os adequados níveis de confiabilidade e de forma econômica [P03].

Em geral, a eficiência econômica é obtida quando há um equilíbrio entre benefícios do aumento da confiabilidade e os custos adicionais para provê-lo, considerando as incertezas inerentes ao problema, tais como as flutuações de carga e a indisponibilidade de equipamentos [EPRI90, PB92]. Em estudos de planejamento da operação de sistemas elétricos, para que se possa coerentemente dimensionar a reserva é necessário o emprego de metodologias capazes de quantificar a confiabilidade de diversas configurações do sistema, de forma a escolher dentre elas a mais adequada de forma a mitigar o risco de não suprimento da demanda [G12]. O risco de insuficiência de geração, no curto prazo, pode ser minimizado comissionando corretamente a quantidade de unidades de reserva de geração. No entanto, uma grande quantidade de reserva pode levar a altos investimentos, o que seria refletido na tarifa de energia do consumidor. Por outro lado, manter apenas uma pequena margem poderia levar baixos níveis de confiabilidade, o que aumentaria o risco de interrupção do fornecimento [LA07].

Em geral, os padrões de confiabilidade são obtidos provendo um grupo de serviços denominados serviços ancilares, necessários para proteger a integridade da rede e garantir a continuidade do fornecimento. Esses serviços ancilares incluem a coordenação da operação, regulação de frequência, balanço de energia, suporte de tensão, reserva de geração, entre outros [P99]. Este trabalho concentra-se na avaliação da reserva de geração para o curto prazo, mais especificamente, a reserva girante. Propõe-se uma metodologia de dimensionamento considerando o risco de não suprimento da demanda devido a falhas nos sistemas de geração e transmissão.

1.1.1. Reserva Girante

A reserva girante é a parcela da geração que deve estar sincronizada ou que seja possível sincronizar em tempo hábil de forma a repor a perda de unidades de geração ou suprir acréscimos de demanda devido a erros de previsão ou qualquer outro fator externo inesperado [BA96]. O termo reserva girante tem sido utilizado para descrever o montante de geração disponível em todas as unidades sincronizadas (ou seja, as girantes) no sistema, subtraída da carga sendo suprida e das devidas perdas [WW96].

Embora haja na literatura diversos critérios determinísticos de avaliação da reserva girante (e.g., critério da maior máquina, percentual da carga, etc.), esses métodos falham por descon siderar a natureza estocástica do problema. Ao desprezar os parâmetros de confiabilidade dos

componentes do sistema (tais como taxa de falha e indisponibilidade), o uso de métodos determinísticos pode produzir resultados pouco confiáveis ou não econômicos. A inadequação da aplicação de métodos determinísticos em problemas de natureza predominantemente probabilística é um fato que tem sido amplamente reconhecido em diversos trabalhos publicados sobre temas relacionados [BA92, BA96, PB92, GMBK99, SMG95].

No Brasil, apesar das metodologias probabilísticas já estarem bem desenvolvidas no âmbito do Planejamento da Expansão, sua aplicação no Planejamento da Operação ainda não atingiu um nível satisfatório no que se refere ao seu uso no processo de tomada de decisão, principalmente devido ao não entendimento das suas potencialidades e às dificuldades de interpretação dos resultados. No entanto, reconhece-se o gradual aumento do nível de aceitação desse tipo de metodologia. Fatores como o reconhecimento da natureza estocástica dos eventos envolvidos, o desperdício oriundo de decisões tomadas com base em critérios determinísticos e, principalmente, escassez de recursos financeiros contribuem para o aumento da necessidade de uma avaliação mais detalhada do comportamento do sistema através de técnicas probabilísticas [SMG95].

O dimensionamento probabilístico da reserva operativa envolve a programação e o despacho das unidades de geração considerando o risco do sistema. Durante a fase de programação o operador decide quais unidades deverão ser despachadas. No despacho define-se a quantidade de potência de reserva a ser alocada por máquina ou grupos de máquinas [S09].

O método PJM [ABCH63], uma aplicação ao sistema interligado Pennsylvania-New Jersey-Maryland, foi um dos primeiros a utilizar técnicas probabilísticas na determinação do montante de reserva. Basicamente, consiste em determinar as probabilidades de suprir a demanda em um intervalo de tempo no qual não seja possível adicionar geração, caso ocorra a saída de uma unidade. Acrescenta-se, na fase de programação, uma quantidade de máquinas com potência suficiente para que probabilidade de perda de carga, ou risco probabilístico de não suprimento da demanda, torne-se inferior a um valor estipulado.

Apesar de simplificar a representação do sistema desprezando o sistema de transmissão (considerando falhas apenas no sistema de geração), o trabalho proposto em [ABCH63] foi importante por introduzir a ideia de utilizar o índice de risco no dimensionamento da reserva. Algumas das ideias propostas neste trabalho serão expandidas nessa dissertação, com o intuito

de modelar o sistema de forma mais realista considerando também as falhas e restrições do sistema de transmissão.

1.1.2. O Sistema de transmissão no âmbito da Reserva

Em sistemas elétricos reais, as linhas de transmissão apresentam capacidade de transporte limitada e podem falhar. A transmissão desempenha um papel crítico nos sistemas elétricos [PB92], uma vez que a ocorrência de falhas nesse sistema inviabiliza o atendimento da demanda mesmo em situações de disponibilidade de geração. Desta forma, se ao avaliar a confiabilidade do fornecimento apenas o sistema de geração for considerado, os índices de risco calculados serão otimistas [KB95] e poderão não refletir a realidade do sistema.

O acréscimo de reserva de geração, em uma área em que o sistema de transmissão está próximo dos seus limites (fenômeno conhecido como *transmission bottlenecks* [WW96]), pode resultar em pouco ou mesmo nenhum benefício para o sistema [PMF99]. A maneira mais coerente de dimensionar a reserva é, além de utilizar técnicas probabilísticas, considerar as características de sistemas de transmissão reais, i.e., suas falhas e restrições de capacidade de transporte.

Uma das dificuldades que surge ao incluir a rede de transmissão é representar corretamente a política de corte de carga durante a análise da adequação do sistema, pois os índices de risco por barra/área podem ser profundamente alterados dependendo das considerações adotadas [R06]. Diferentemente da análise em que apenas o sistema de geração é considerado, através de um modelo “barra única”, o corte deve ser locacional, i.e., deve ser feito na região/área em que ocorre alguma inadequação. Esse tipo de observação, apesar de representar a operação do sistema da forma como é realizada em sistemas de potência reais, apenas torna-se visível quando as restrições do sistema de transmissão são incluídas na avaliação do risco.

As interrupções de fornecimento devido às restrições de transporte podem impactar os índices de risco e, assim, o correto dimensionamento da reserva deve considerar a probabilidade de corte de carga devido não apenas à insuficiência de geração, mas também às restrições do sistema de transmissão.

Ao representar a transmissão, a avaliação do risco torna-se mais complexa. Para verificar a adequação do sistema necessita-se analisar a rede e em alguns casos adotar medidas corretivas, tais como redespacho de geração, corte de carga, etc. O risco, neste nível hierárquico, pode ser apropriadamente avaliado por meio de ferramentas de simulação computacional [PB92]. Em sistemas de grande porte, a avaliação da confiabilidade da geração e transmissão por meio de simulação Monte Carlo (SMC) é mais atrativa que por métodos de enumeração [LMMB00, PB92].

1.1.3. Avaliação do Risco usando Simulação Monte Carlo

A SMC é um processo iterativo que permite estimar probabilidades e, portanto, riscos, através do sorteio ou amostragem de eventos. O procedimento básico consiste em, dadas as funções densidade de probabilidade (pdf) dos estados do sistema, amostrar os eventos um número de vezes até que os resultados obtidos apresentem valores dentro de um determinado intervalo de confiança [RK08, BA92]. Essa técnica de simulação computacional tem sido uma importante ferramenta em uma variedade de aplicações em engenharia.

Para sistemas de geração e transmissão as estimativas dos índices de perda de carga são obtidas através de algoritmos baseados em duas representações distintas: espaço de estados e cronológica. A enumeração de estados, ou método analítico, e a simulação Monte Carlo (SMC) não-sequencial ou não-cronológicos são exemplos de algoritmos baseados na representação a espaço de estados [G12].

Nos métodos baseados em espaço de estados, diferentemente da abordagem cronológica, os estados são selecionados e avaliados sem qualquer conexão cronológica ou memória, o que diminui o custo computacional de métodos não-cronológicos se comparados aos cronológicos. Assim, métodos não sequenciais são ferramentas de extrema utilidade na avaliação da confiabilidade de sistemas de geração e/ou transmissão de grande porte [LGS10, PB92, BL94, MPL92, LRMB04, SR08].

Apesar da robustez e capacidade de avaliar sistemas de grande porte, a grande desvantagem da SMC é o seu alto custo computacional ao simular eventos com baixa probabilidade (ditos raros, i.e., com probabilidade menor que 10^{-5}), pois, devido sua estratégia de amostragem,

para obter um nível de precisão aceitável um elevado número de simulações deve ser realizado. Em situações deste tipo, com o intuito de diminuir o esforço computacional, técnicas de redução de variância (VRT - *Variance Reduction Techniques*) [RK04, RK08] podem ser utilizadas [R91].

Uma VRT que apresentou resultados bastante significativos quando aplicada à análise de confiabilidade de sistemas elétricos de potência é a técnica baseada em Amostragem por Importância (IS - *Importance Sampling*), que usa os conceitos estatísticos do Método da Entropia Cruzada (Método CE – *Cross Entropy*) [LGS10, GLRS13, CGLR13].

O desempenho computacional da SMC pode ser consideravelmente melhorado através do método CE, tornando a simulação estatisticamente eficiente e possibilitando obter os intervalos de confiança mais *estritos* [G12], principalmente na estimação da probabilidade de eventos raros.

No âmbito do dimensionamento probabilístico da reserva girante usando técnicas de SMC, o uso de VRT é necessário devido à ocorrência de pequenos valores de risco de perda de carga em algumas configurações simuladas. Isto é consequência do pequeno intervalo de tempo considerado, que é de apenas algumas horas em análises de curto-prazo.

A combinação dos avanços recentes em estratégias de simulação, disponibilidade de software, análise de sensibilidade e otimização estocástica, combinados com o crescimento constante tanto em dimensões quanto em complexidade dos sistemas reais tem feito com que técnicas de simulação tornem-se ferramentas cada vez mais utilizadas e aceitas [RK08]. Assim, observando essa tendência e dadas as características de complexidade do problema e a necessidade de uma modelagem mais realística do sistema, este trabalho propõe a avaliação do índice de risco por meio de SMC e uma VRT baseada em IS e no método CE.

Avaliação do risco via técnicas de simulação estocástica torna a metodologia proposta robusta e hábil para lidar com problemas de elevado número de estados, como em sistemas de grande porte e/ou com múltiplos níveis de carga e geração, tais como a maioria dos sistemas reais [LGS10]. O uso de IS em conjunto com a otimização dos parâmetros via método CE torna possível a avaliação de forma computacionalmente eficiente mesmo em configurações altamente confiáveis.

1.1.4. Amostragem por Importância e o Método da Entropia Cruzada

Técnicas de redução de variância são métodos cujo objetivo é diminuir a variância, i.e., a dispersão associada às variações dos parâmetros sendo avaliados (variáveis aleatórias). O uso de uma VRT possibilita reduzir ou a variância para um mesmo número de amostras ou diminuir o número de simulações para obter a mesma variância. Assim, pode-se diminuir o esforço computacional da simulação ou mesmo obter resultados com menor intervalo de confiança [BA92, G12].

Com o intuito de melhorar as propriedades de convergência, algumas VRT exploram a possível correlação entre as variáveis aleatórias que apresentam a mesma distribuição de probabilidade para reduzir a variância do estimador. Em IS, entretanto, utiliza-se uma nova distribuição de probabilidade para gerar amostras dos eventos de interesse. Assim, os eventos que são considerados mais importantes são amostrados mais frequentemente. Porém, ao utilizar uma distribuição de probabilidade diferente da original, são geradas amostras tendenciosas. O estimador deve então ser compensado através de algum fator de correção, que deve ser obtido considerando as distorções no espaço amostral devido à utilização da nova função de distribuição [RK04, RK08].

Um dos aspectos críticos de metodologias baseadas em IS é a determinação da nova função de distribuição, uma vez que esta será utilizada para obter as amostras dos eventos importantes [CGLR13]. A correta identificação, através de uma medida estatística, da região mais adequada a ser amostrada é considerado um dos maiores problemas da IS [BA92]. Técnicas de otimização estocástica em conjunto com conceitos de Entropia Cruzada têm sido utilizados com esse intuito [LGS10, RK08]. Por meio do método CE pode se iterativamente estimar os parâmetros de referência ótimos, ou quase ótimos, da amostragem. Isto é possível minimizando a distância entre as funções massa de probabilidade das amostras [RK04, RK07, RK08].

1.1.5. Proposta da Dissertação

O objetivo deste trabalho é propor uma metodologia para o dimensionamento probabilístico da reserva girante usando SMC e IS via método CE. Os tradicionais conceitos propostos no bem conhecido método PJM [ABCH63] são revisitados. Mantém-se a representação simplifi-

cada dos componentes do sistema através do modelo de dois estados, a observação da impossibilidade de uma rápida reparação das unidades que falharem (seja por manutenção ou substituição) e a utilização do critério de risco no comissionamento das unidades.

Ao contrário do método tradicional, a forma avaliação do risco é readequada para aplicação nos sistemas de potência complexos. A dinâmica técnico-científica-informacional vem alterando profundamente a estrutura do setor elétrico, o resultado é o seu crescimento tanto em dimensão quanto em complexidade. Nesse sentido, reconhece-se que o sistema de transmissão, cuja tendência é operar cada vez mais próximo dos seus limites, desempenha um papel crítico e fundamental, como já extensivamente reconhecido [PB92]. Além disso, devido ao crescimento desses sistemas, seu número de componentes tem se tornado elevado, o que torna proibitivo o uso de técnicas analíticas. Assim, não apenas por considerar o sistema de transmissão, mas pelas características de dimensão do sistema, a avaliação do risco é, neste trabalho, realizada por técnicas de simulação.

Com o intuito de diminuir o esforço computacional da SMC, usa-se amostragem por importância. O método CE é utilizado para otimizar os parâmetros da estratégia de amostragem da estimação por meio de IS.

1.2. DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

O planejamento da operação teve sempre um papel fundamental em estudos de sistemas elétricos de potência [WW96]. A necessidade de assegurar que haja um nível adequado de confiabilidade na operação desses sistemas é um fato há muito tempo reconhecido [BA96, BA92].

Há cerca de mais de 70 anos já se discutia a necessidade de adotar metodologias capazes de lidar com a natureza estocástica dos sistemas de potência [BA96, S09], como pode ser comprovado através de vários trabalhos publicados sobre o tema. Ao longo dos anos alguns desses trabalhos foram organizados em bibliografias publicadas em 1966 [B66], 1972 [B72], 1978 [APM78], 1984 [ABL84], 1988 [ABSS88], 1990 [SLBE90], 1994 [ABBG94] e 2001 [BFB01].

Em 1963 um grupo de engenheiros responsáveis pelo sistema interligado Pennsylvania-New Jersey-Maryland publicou um dos primeiros trabalhos a utilizar técnicas probabilísticas para

dimensionar a reserva girante [ABCH63], tendo a metodologia proposta ficando conhecida como método PJM [BA96]. Basicamente, o método PJM consiste em comissionar unidades no início do período de operação, considerando que dentro de um determinado intervalo de tempo (denominado em inglês por *lead time*) não será possível adicionar novas unidades de geração, caso ocorra perda de alguma máquina ou uma elevação não prevista da demanda. As unidades de geração são despachadas até que um critério de risco pré-estabelecido seja satisfeito. O risco é obtido diretamente de uma das linhas de uma tabela semelhante à COPT (*Capacity Outage Probability Table*), com a única diferença que se utiliza o parâmetro ORR (*Outage Replacement Rate*) e não a FOR (*Forced Outage Rate*). O sistema de transmissão é considerado totalmente confiável e com capacidade de transporte ilimitado.

Após a publicação do Método PJM, vários trabalhos foram publicados propondo novas considerações e fazendo análises adicionais [BC88, BJ71, BJ72, KB95, BA96]. Em [BJ71] a ORR foi modificada para possibilitar a modelagem de perdas parciais de capacidade das unidades devido ao adiamento da manutenção, o que deu origem a uma nova taxa: a MORR (*Modified Outage Replacement Rate*). O efeito da inclusão de unidades com diferentes *lead times*, (tais como as unidades de partida rápida e as unidades de reserva quente) foi analisado em [BJ72].

Em [BC88], propõe-se uma metodologia para a determinação dos montantes de reserva girante em sistemas interligados multiáreas. Essa metodologia sugere sejam utilizados dois índices de risco para o dimensionamento da reserva girante: um índice de risco para o sistema independente (SSR – *Single System Risk*) e o outro para o sistema interligado (ISR – *Interconnected System Risk*). A ideia de utilizar diferentes índices de risco foi revisitada em [KB95], desta vez para considerar as restrições de capacidade e as falhas entre a interligação de dois sistemas isolados. Ao considerar a interligação foram obtidos diferentes riscos, demonstrando, ainda que de forma indireta, que a inclusão das restrições de transmissão apresenta impactos significativos nos índices de risco.

Uma metodologia de avaliação da reserva operativa para sistemas de geração utilizando critério determinístico combinado com índices de risco probabilísticos foi proposta em [BF94]. Neste artigo, os estados operativos do sistema são classificados em Normal, Alerta, Emergencial, Extrema Emergência e Restaurativo e a cada estado é associado um índice de risco. As restrições e a probabilidade de falha do sistema de transmissão são desconsideradas.

Ao utilizar métodos de enumeração para obter o risco, esses trabalhos, apesar de terem apresentado conceitos e ideias relevantes, tornam-se inadequados para a aplicação em sistemas de grande porte, uma vez que nestes casos a ferramenta mais indicada é a SMC [LGS10]. Como descrito em [PB92, MPL92], uma das características mais importantes de técnicas de SMC é sua relativa independência em relação ao número de estados do sistema. Métodos de Enumeração, ao contrário, mesmo aqueles mais eficientes como o proposto em [LMC91], apresentam dificuldades em sistemas de grande porte devido à explosão combinatorial.

Ficou demonstrado em [G09, G12, LGS10, GLRS13] que a avaliação de risco via SMC e VRT, em sistemas de grande porte, é computacionalmente mais atrativa que técnicas de enumeração. Em [BL94] descreve-se a aplicação de técnicas de SMC na avaliação da confiabilidade de sistemas elétricos de potência.

Uma das considerações utilizadas na modelagem do sistema elétrico no método PJM é que o sistema de transmissão é perfeitamente confiável e com capacidade de transmissão infinita [ABCH63]. No entanto, o que se pode observar é que essas considerações geram índices de risco que são otimistas, uma vez as falhas do sistema em decorrência de falha no sistema de transmissão não são contabilizadas [KB95]. A avaliação da confiabilidade de sistemas considerando falhas na geração e na de transmissão já vem sendo amplamente discutida há algum tempo. Só entre os anos 1964 e 1988 mais de 272 trabalhos (livros, artigos e relatórios) já haviam sido publicados, como descrito em [SBLE89]. Um resumo das principais metodologias e técnicas de avaliação foi publicado em 92 [PB92]. Em [SMG95] são apontadas algumas das aplicações da confiabilidade composta no planejamento da operação no Brasil. Uma discussão detalhada sobre o importante papel do sistema de transmissão na operação confiável, segura e econômica pode ser encontrada em [IEA05].

Em [MH09] propõe-se uma metodologia para o dimensionamento da reserva girante considerando os sistemas de geração e transmissão. Por meio de um algoritmo de análise de contingências o impacto das restrições do sistema de transmissão no índice de risco é avaliado. Neste artigo propõe-se também a alocação de reserva distribuída proporcionalmente ao índice de risco do consumidor. Assim, uma maior quantidade de reserva é alocada nas regiões onde há maior carência por confiabilidade. Apesar de avaliar o risco usando uma abordagem no Nível Hierárquico II, as falhas em linhas de transmissão são desconsideradas neste trabalho.

A avaliação do risco torna-se muito mais complexa ao adicionar o sistema de transmissão na análise. O custo computacional da avaliação por SMC pode tornar-se proibitivo, uma vez que um elevado número de amostras deve ser processado e para cada amostra uma análise de adequação deve ser executada [PB92]. Para superar o problema do custo computacional diversos métodos têm sido propostos na literatura [OPC89, PP92, LRMM07]. Entre esses métodos estão as Técnicas de Redução de Variância [ZX02] por meio de Amostragem por Importância via método da Entropia Cruzada.

O conceito de entropia remonta a meados do século XX e atualmente é utilizado em diversas áreas do conhecimento, como termodinâmica, estatística, economia, pesquisa operacional, reconhecimento de padrões, planejamento, dentre outras [RK08]. Em Teoria da Informação, o conceito de entropia, como proposto por Shannon, está associado à incerteza de uma distribuição de probabilidade. Entre os trabalhos precursores nesse campo estão o de Shannon, em 1948, que definiu entropia e uma forma de quantificá-la, Jaines, em 1957, e Kullback, em 1959, que propuseram métodos de otimização da entropia [MV02].

O método CE tem suas origens em um algoritmo adaptativo para a estimação de eventos raros baseado em minimização da variância [RK07]. A aplicação do método CE na resolução de problemas de otimização combinatória e obtenção de probabilidades de eventos raros é atribuída a R.Y. Rubinstein [RK08]. Uma aplicação do método na estimação dos índices GCR de sistemas elétricos foi proposta em [LGS10].

Em [CGLR13] uma versão simplificada para o cálculo das distorções ótimas utilizando os conceitos de Entropia Cruzada foi proposta. Um dos objetivos da metodologia é mostrar um procedimento analítico simples e de fácil implementação para determinar a distribuição ótima a ser utilizada na avaliação GCR através de uma SMC baseada em Amostragem por Importância (IS). Recentemente, em 2013, o método CE foi aplicado na estimação dos índices de confiabilidade composta [GLRS13].

1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Neste trabalho apresenta-se uma metodologia para o dimensionamento probabilístico da reserva girante considerando restrições de transmissão e utilizando técnicas de simulação Monte Carlo. Os conceitos propostos no método PJM são revisitados e incorporados a uma nova ferramenta de avaliação do risco (probabilidade de perda de carga), a SMC. Por tratar-se de uma análise de curto prazo, o risco pode resultar em valores muito pequenos. Assim, ao utilizar a SMC é necessário alterar a estratégia de amostragem dos eventos de forma que sejam priorizados os eventos mais importantes e não os de maior probabilidade de ocorrência. Desta forma, usa-se a SMC com um estimador não tendencioso via IS (SMC-IS). Por fim, o método CE é utilizado para determinar os parâmetros que otimizam o processo de amostragem. Como resultado da integração dessas técnicas, obtêm-se uma metodologia ao mesmo tempo robusta e eficiente, sem perder a simplicidade do método PJM.

O trabalho foi dividido em quatro capítulos. Neste capítulo foram introduzidas as considerações iniciais. Alguns conceitos foram brevemente comentados e algumas das ferramentas que serão utilizadas, tal como a SMC, bem como alguns métodos, tal como o CE, foram também brevemente citados. Um breve histórico do desenvolvimento das metodologias de dimensionamento da reserva girante também é contemplado neste capítulo.

No Capítulo 2 os principais conceitos utilizados no dimensionamento probabilístico da reserva são descritos. Comenta-se sobre os principais índices de confiabilidade e como obtê-los: essencialmente através de métodos analíticos ou simulação estocástica. Descreve-se também a metodologia para obter o risco usando SMC e o método da Entropia Cruzada. Ao final do capítulo alguns resultados, aplicações da metodologia proposta ao sistema teste IEEE Reliability Test System (IEEE-RTS) [IEEE79], são exibidos para mostrar a eficácia e eficiência da metodologia proposta.

No Capítulo 3 discute-se o importante e fundamental papel da inclusão das características do sistema de transmissão na análise. Muitas vezes seu efeito é negligenciado devido ao expressivo aumento da complexidade de avaliação do sistema [PB92], que requer o uso de uma ferramenta de análise de rede. A metodologia de dimensionamento da reserva girante descrita no Capítulo 2 é readequada neste sentido. Ao considerar as restrições de capacidade do sistema de transmissão, bem como a falha de suas linhas de transmissão, obtêm-se resultados que de-

monstram claramente o impacto desse sistema no índice de risco. Alguns testes são realizados com o sistema IEEE-RTS diminuindo-se a capacidade de transmissão das linhas, pode-se observar o impacto no índice de risco, o que demonstra claramente que o dimensionamento da reserva deve considerar as falhas e restrições do sistema de transmissão.

Por fim, o Capítulo 4 descreve as principais conclusões obtidas nesta dissertação e sugestões para futuros trabalhos são propostas.

CAPÍTULO 2

AVALIAÇÃO DA RESERVA OPERATIVA DE GERAÇÃO

2.1. INTRODUÇÃO

O dimensionamento do montante da capacidade de geração para assegurar o suprimento da demanda dentro dos níveis adequados de confiabilidade, economicidade e qualidade é um aspecto importante do planejamento e operação de sistemas de potência [BA96]. Em relação ao horizonte de estudo, este problema geral pode ser dividido em dois subproblemas: (i) determinação da capacidade de reserva estática, para o longo e médio prazo (meses a anos); (ii) determinação da reserva operativa, para o curto prazo (algumas horas) [LSMB10].

O procedimento geral de dimensionamento probabilístico da reserva girante é realizado durante a programação do despacho, ou pré-despacho, e consiste, essencialmente em, comissionar máquinas até que o índice de risco torne-se inferior a um valor previamente estabelecido.

O risco de perda de carga é um índice estatístico indicativo da capacidade da geração disponível para atender à demanda do sistema. Na avaliação convencional da reserva girante, tal como proposto pelo método PJM [ABCH63], assume-se que as unidades de geração e as cargas estão conectadas a um único barramento. Assim, o risco obtido, considerando esse modelo de barra única, reflete a probabilidade de ocorrências de corte de carga devido à insuficiência de geração [BF94].

O índice de risco pode ser obtido por meio de alguma ferramenta de avaliação da confiabilidade do sistema. Essa avaliação pode ser realizada, basicamente, utilizando métodos analíticos ou simulação computacional estocástica [BA92].

Neste capítulo há uma breve descrição dos índices de confiabilidade e dos principais métodos para obtê-los. Descreve-se o tradicional método PJM e propõe-se o uso de SMC para avaliar o índice de risco. Devido ao pequeno intervalo de tempo considerado (apenas algumas horas

para o curto-prazo), a probabilidade de falha dos componentes é baixa e, assim, devido à raridade das falhas do sistema, o uso de técnicas SMC pode tornar-se excessivamente ineficiente (em termos de custo computacional). Descreve-se então uma VRT que utiliza IS para diminuir o esforço computacional. Há também uma breve descrição do método CE e sua aplicação na otimização dos parâmetros da simulação. Ao final, propõe-se uma metodologia de dimensionamento da reserva girante.

2.2. CAPACIDADE DE RESERVA ESTÁTICA

A reserva estática pode ser entendida como a capacidade de geração instalada em excesso capaz de garantir o suprimento da carga, mesmo na hipótese da execução da manutenção programada das unidades geradoras, saídas não planejadas de geradores, crescimento da carga além do previsto e indisponibilidade de recursos naturais (hídrico, eólico, etc.), a longo prazo [S09].

Critérios determinísticos têm sido amplamente utilizados no dimensionamento da reserva. Essas abordagens normalmente não consideram explicitamente os riscos do sistema nem são capazes de compará-los em sistemas de diferentes dimensões e composições [BK99]. Desta forma, devido às características estocásticas do problema, métodos probabilísticos são a alternativa mais coerente, uma vez que é possível através avaliar através dos índices de risco o grau de adequação do sistema para diferentes níveis de reserva.

No âmbito do dimensionamento probabilístico da reserva, os índices de confiabilidade são medidas quantitativas dos riscos associados aos eventos operativos em análise, tal como o risco de não suprimento da demanda ou risco de perda de carga, que é o próprio índice LOLP.

2.2.1. Índices de Confiabilidade

Confiabilidade é a probabilidade de um componente, equipamento ou sistema exercer sua função sem falhas, num período de tempo previsto, sob condições especificadas [BA92], i.e., confiabilidade é uma característica inerente e uma medida específica que descreve a capacidade de um sistema de desempenhar a função para a qual foi projetado [BA99]. A avaliação da confiabilidade de um sistema consiste, essencialmente, no cálculo de um conjunto de indi-

cadres de desempenho relativos à segurança e adequação. Estes índices, medidas quantitativas das características de uma região ou barra do sistema, são utilizados na análise das condições operativas e na determinação e predição do comportamento futuro do sistema. Os índices associados à perda de carga (*Loss of Load indices*) são obtidos analisando conjuntamente o modelo de carga e de capacidade de geração no período em consideração. Os principais índices de perda de carga são:

- LOLP: Probabilidade de Perda de Carga (*Loss of Load Probability*). É também conhecido pela sigla PPC, Probabilidade de Perda de Carga.
- LOLE: Expectativa de Perda de Carga (*Loss of Load Expectation*). É obtido multiplicando a LOLP pelo número de horas do ano e reflete o número médio de horas, durante o período de tempo total, em que o sistema permanece em estados de falha:

$$\text{LOLE} = \text{LOLP} \times NH_{\text{year}} \quad (2.1)$$

onde NH_{year} é o número de horas do ano, 8760 horas (365 dias) ou 8736 horas (364 dias).

- EPNS: Valor Esperado da Potência Não-Suprida (*Expected Power Not Supplied*). Trata-se de uma indicação do valor médio da potência, usualmente em MW, não fornecida durante o período devido à indisponibilidade do sistema.
- EENS: Valor Esperado da Energia Não-Suprida (*Expected Energy Not Supplied*). É obtido multiplicando o EPNS pelo número de horas do ano, usualmente é dado em MWh/ano.

$$\text{EENS} = \text{EPNS} \times NH_{\text{year}} \quad (2.2)$$

- LOLC: Valor Esperado do Custo de Interrupção (*Loss of Load Cost*). É o valor médio do custo associado às perdas monetárias devido à interrupção do fornecimento, usualmente em \$ por ano (e.g., US\$/year, R\$/ano).
- LOLF: Frequência Média de Perda de Carga (*Loss of Load Frequency*). Quantifica o número médio de ocorrências de não suprimento no período, usualmente em ocorrências por ano (oc./ano).

- **LOLD:** Duração Média da Perda de Carga (*Loss of Load Duration*). Quantifica a duração média (geralmente em horas), em um determinado período, do modo de falha. Este índice pode ser obtido, como demonstrado em [BA92], pela relação:

$$\text{LOLD} = \frac{\text{LOLP}}{\text{LOLF}} \quad (2.3)$$

Os valores desses índices para o sistema brasileiro podem ser encontrados em [S02].

Em avaliações de confiabilidade o sistema pode ser representado por meio de um diagrama de estados. Dado o estado de um sistema de potência representado pelo vetor $\mathbf{X} = (x_1, x_2, \dots, x_m)$, onde x_i é o estado do i -ésimo componente, com $x \in \Omega$, em que Ω é o conjunto de todos os possível estados dos componentes do sistema. Os índices de confiabilidade correspondem ao valor esperado de uma função teste, $E(F)$ [PB92]:

$$E(F) = \sum_{x \in \Omega} F(\mathbf{X})P(\mathbf{X}) \quad (2.4)$$

$F(\mathbf{X})$ é a função teste e $P(\mathbf{X})$ é a probabilidade associada à ocorrência do estado \mathbf{X} .

A função teste avalia numericamente a ocorrência do evento de interesse. Por exemplo, a função de teste do índice LOLP assumirá valor “1” caso a variável aleatória x indique um estado de perda de carga e valor “0” caso contrário:

$$F_{\text{LOLP}}(x) = \begin{cases} 1 & \text{se } x \in \Omega_{\text{Down}} \\ 0 & \text{se } x \in \Omega_{\text{Up}} \end{cases} \quad (2.5)$$

Em geral, algoritmos baseados em espaço de estados seguem três passos principais [LGS10, PB92]. O primeiro consiste em selecionar um estado do sistema (i.e., disponibilidade dos equipamentos e nível de carga). No segundo, analisa-se o desempenho do estado selecionado (i.e., verificar se a geração total disponível é capaz de satisfazer a carga associada sem violar nenhum limite operativo; se necessário, ativar medidas corretivas como, por exemplo, corte de carga) e no terceiro estima-se os índices de confiabilidade (i.e., LOLP, EPNS, etc.). Se as precisões das estimativas são aceitáveis, para-se o algoritmo; caso contrário, repete-se o processo reiniciando no primeiro passo.

2.2.2. Métodos de Avaliação da Confiabilidade

Em estudos de confiabilidade os sistemas de potência podem ser divididos, basicamente, em três áreas funcionais: Geração, Transmissão e Distribuição [BA00, PB92]. Em avaliações da confiabilidade da capacidade de Geração, ou GCR [LGS10], supõe-se que toda a carga e a geração estão concentradas em uma única barra (modelo “barra única”), como mostrado na Figura 2.1. As restrições no transporte de energia impostas pela rede de transmissão e distribuição são ignoradas. Desse modo, assume-se que os sistemas de transmissão e distribuição são totalmente confiáveis e capazes de transportar a energia produzida nas usinas até os pontos de consumo. Sendo assim, o desempenho do sistema é medido pela simples comparação entre a geração disponível e a carga momentânea [S09]. Apesar de simplificar o procedimento de obtenção dos índices de risco, essas considerações simplificadoras tendem a gerar índices otimistas, uma vez que qualquer evento de perda de carga devido a um fator externo ao sistema de geração não será contabilizado.

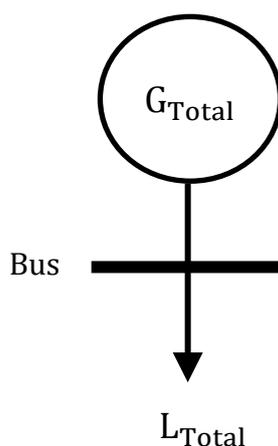


Figura 2.1: Modelo do Sistema – Barra Única.

A avaliação da confiabilidade de sistemas pode ser realizada, basicamente, utilizando métodos analíticos ou simulação computacional estocástica [BA92]. A diferença básica entre os métodos analíticos e os métodos de simulação estocástica é a metodologia de avaliação dos índices. Técnicas analíticas representam o sistema através de um modelo matemático, e.g., modelo Markoviano ergódico, que usualmente é simplificado, e obtêm os índices de confiabilidade usando soluções matemáticas diretamente das equações do modelo. Técnicas de Simulação, por outro lado, estimam os índices de confiabilidade simulando as características reais e o comportamento estocástico do sistema. As probabilidades são estimadas realizando uma

série de experimentos aleatórios, simulações, e contando o número de ocorrências do evento de interesse [BA92].

O método conhecido como abordagem da LOLE, devido sua flexibilidade e simplicidade de aplicação, é um dos métodos analíticos mais utilizados. Este método consiste, basicamente, em *convolucionar* os estados individuais dos grupos de unidades de geração e combiná-los com o modelo de carga para gerar uma tabela de probabilidades, a COPT, a partir da qual os índices de confiabilidade LOLP, LOLE, EPNS e EENS podem ser obtidos [LGS10].

Apesar de simples, o método LOLE não apresenta indicações sobre a frequência e duração das ocorrências de insuficiência de capacidade. Assim, o método da Frequência e Duração (F&D), que é capaz de calcular a LOLF e a LOLD, é indubitavelmente uma abordagem mais completa e, tal como proposto em [LMC91], computacionalmente mais eficiente.

Entre os métodos de simulação estocástica utilizados em avaliação de confiabilidade, a simulação Monte Carlo (SMC) vem recebendo considerável atenção pela capacidade de análise generalizada, irrestrita a modelos com taxas de transição constantes ou com tempos de residência em cada estado exponencialmente distribuídos [OG99], e, indubitavelmente, à eficiência e robustez computacional na análise de sistemas de médio e grande porte (se comparados com métodos de enumeração) [LGS10].

Apesar de extremamente robusta, principalmente para sistemas de médio e grande porte, a avaliação GCR via SMC, devido à estratégia de amostragem baseada na probabilidade histórica de ocorrência dos eventos, apresenta dificuldades em termos de tempos de execução quando o sistema apresenta configurações altamente confiáveis. Em outras palavras, se os eventos são raros a eficiência do processo de estimação via SMC pode ser prejudicada [GL11]. Desta forma, neste tipo de problema, pode se aplicar alguma VRT para diminuir o tempo de simulação.

2.2.3. Avaliação da Confiabilidade pelo Método Analítico

Ao longo dos anos, diversos métodos analíticos, também conhecidos como métodos de Enumeração, foram sendo desenvolvidos para solucionar os problemas surgidos devido à evolu-

ção natural dos sistemas. Cada um desses métodos com suas respectivas vantagens, desvantagens e tipos de aplicação. Esses métodos diferenciam-se, basicamente, em relação ao nível de detalhamento dos modelos em espaço de estados, hipóteses assumidas [G12] e nas estratégias de seleção dos estados [PB92]. Uma descrição da aplicação de alguns desses métodos na avaliação da confiabilidade de sistemas de potência pode ser encontrada em [BA96].

O procedimento fundamental utilizado nos métodos analíticos é enumerar os estados do sistema para obter tabela de dados de capacidades, probabilidades e/ou frequências dos estados a partir da qual os índices de confiabilidade são obtidos. Descreve-se o sistema em termos dos modelos equivalentes de capacidade de geração e carga. Comparando o nível de capacidade de geração total e de carga, obtêm-se o nível de reserva.

No método F&D proposto em [LMC91], cada unidade de geração pode ser representada em termos dos seus estados de capacidade C_k , das probabilidades, p_k , e das frequências incrementais, f_k , associadas a tais estados:

$$G_k = \{C_k; p_k; f_k\} \quad (2.6)$$

A unidade de geração equivalente G pode ser expressa pela soma de N_G variáveis aleatórias independentes G_k representando cada unidade geradora. Este somatório pode ser efetuado pelo seguinte processo recursivo, com $k = 1, \dots, N_G - 1$:

$$G'_{k+1} = G'_k + G_{k+1} \quad (2.7)$$

onde $G'_k = \sum G_i$ (com $i = 1, k$), e o processo para quando $G'_{N_G} = G$.

Sejam $G_1 = \{C_1; p_1; f_1\}$ e $G_2 = \{C_2; p_2; f_2\}$ a representação de dois grupos de unidades, os parâmetros representativos da unidade equivalente $G = \{C_G; p_G; f_G\}$ são obtidos, como demonstrado em [LMC91], por,

$$p_G = p_1 * p_2 \quad (2.8)$$

$$f = [p_1 * f_2] + [p_2 * f_1] \quad (2.9)$$

Os parâmetros p e f são sequências de impulsos associados com as sequências de capacidades dos estados, C . As equações (2.8) e (2.9) são então aplicadas para avaliar o processo recursivo (2.7) e, então, obter os parâmetros da unidade equivalente do sistema. O processo de convolução discreta pode ser efetuado utilizando a transformada rápida de Fourier para acelerar o processamento computacional [ALAB81].

O comportamento da carga total do sistema L pode ser expresso como uma sequência de níveis discretos de carga definidos para o período de análise, assim como ilustrado na Figura 2.2. É possível construir um modelo de carga descrito pelos mesmos parâmetros utilizados no modelo de geração, i.e., $L = \{C_L; p_L; q_L\}$, onde p_L é um vetor (ou sequência) com dimensão N_L representando as probabilidades associadas com os estados de carga. Em estudos nos quais o intervalo de tempo considerado é pequeno, a carga pode ser modelada por apenas um nível, i.e., um modelo de carga constante.

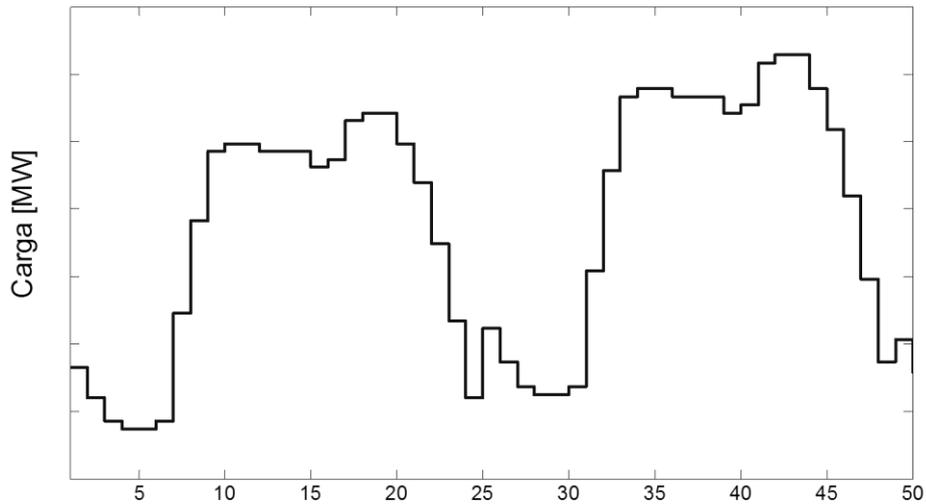


Figura 2.2: Modelo de Carga Discretizada.

O modelo da capacidade da geração, representado pela variável aleatória G , pode ser combinado com o modelo da carga descrito pela variável aleatória L para produzir o modelo da reserva de potência R , i.e.,

$$R = G - L \tag{2.10}$$

com $R = \{C_R; p_R; q_R\}$, semelhante a G e L . Por meio de (2.11) é possível avaliar tanto a reserva estática quanto a reserva operativa, dependendo das considerações utilizadas para gerar o modelo de geração equivalente do sistema. Assim, por exemplo, se G representa a geração equivalente de todas as máquinas sincronizadas, então, R será a reserva girante. Se G é o modelo de todas as máquinas do sistema, incluindo as não sincronizadas, R representa a reserva estática.

Os índices de confiabilidade da capacidade de geração, LOLP, EPNS e LOLF, podem ser avaliados a partir dos estados individuais de reserva de geração e carga. Primeiro, as equações (2.8) e (2.9) são utilizadas para se obterem as probabilidades e as frequências incrementais que descrevem os estados da variável R . Observe que somente aqueles parâmetros do estado k de R , tal que $C_R(r_k) = C_G(r_k) - C_L(r_k) < 0$, devem ser avaliados. Considerando que existam N_R destes estados, então, para $k = 1, N_R$ [LMC91]:

$$\text{LOLP} = \sum_k p_R(r_k) \quad (2.12)$$

$$\text{LOLF} = \sum_k q_R(r_k) \quad (2.13)$$

$$\text{EPNS} = \sum_k |C_R(r_k)| p_R(r_k) \quad (2.14)$$

Os outros três principais índices de confiabilidade LOLE, EENS e LOLD podem ser obtidos por meio das equações (2.1), (2.2) e (2.3).

2.2.4. Avaliação da Confiabilidade via Simulação Monte Carlo

Na avaliação da confiabilidade de sistemas de médio e grande porte, métodos baseados em simulação estocástica são mais atrativos que métodos baseados em enumeração de estados. O uso do método Analítico pode tornar-se proibitivo, pois há uma relação combinatorial entre o número de estados e o número de componentes do sistema (fenômeno conhecido como maldição da dimensionalidade ou *combinatorial curse*). Técnicas de simulação, ao contrário, são

robustas mesmo em problemas com elevado número de estados, como em sistemas de grande porte e/ou com múltiplos níveis de carga e geração (e.g., sistemas com elevada penetração de geração eólica), tais como a maioria dos sistemas reais [LGS10].

A simulação Monte Carlo (SMC), uma técnica de simulação estocástica, obtêm os índices de confiabilidade através da condução de sucessivos experimentos computacionais envolvendo o modelo matemático-lógico que descreve o comportamento operativo do sistema [RK08].

Técnicas de simulação Monte Carlo podem ser classificadas, de forma geral, em não-sequencial e sequencial ou cronológica. A SMC sequencial efetua amostragens dos estados do sistema cronologicamente, na ordem em que ocorrem, enquanto que a SMC não-sequencial amostra os estados do sistema de acordo com sua função distribuição de probabilidade de ocorrência dos estados [BA92].

Embora a simulação sequencial seja capaz de correlacionar os eventos com seu tempo ocorrência, o esforço computacional necessário para estimar os índices de confiabilidade é elevado, se comparado com uma simulação não-sequencial. Assim, se os eventos em estudo não estão correlacionados com o tempo, utiliza-se, por critérios de eficiência, a SMC não-sequencial [GWAS13]. É importante ressaltar que é possível avaliar, fazendo algumas alterações no algoritmo padrão, eventos cronológicos por meio da simulação não-sequencial. Métodos de simulação derivados da SMC não-sequencial com esse intuito são a SMC pseudo-sequencial/cronológica [LMMB00, MPL94] e quasi-sequencial [G12].

Os índices de confiabilidade são estimados através do valor esperado, ou média amostral, da função teste discreta $H(\mathbf{X}_i)$ a:

$$\tilde{E}[H] = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H(\mathbf{X}_i) \quad (2.15)$$

\mathbf{X}_i é o vetor de estados dos componentes do sistema, na i -ésima iteração. Onde $X_{i,j} = 1$ para j -ésimo componente, x_j, Up e $X_{i,j} = 0$ para o j -ésimo componente *Down*. Se Ω_{UP} é o conjunto de componentes ativos e Ω_{DOWN} é o conjunto de componentes inativos. Cada elemento do vetor \mathbf{X}_i pode ser representado como:

$$X_{i,j} = \begin{cases} 1 & \text{se } x_j \in \Omega_{Up} \\ 0 & \text{se } x_j \in \Omega_{Down} \end{cases} \quad (2.16)$$

Para o j -ésimo componente representado por um modelo Markoviano a dois estados, *UP* e *DOWN*, dadas as taxas de falha, λ_j , e de reparo, μ_j , determina-se a probabilidade de falha, i.e., a Indisponibilidade u_j . Os estados dos diversos componentes do sistema são determinados comparando-se um vetor de variáveis aleatórias com distribuição uniforme unitária $U[0,1]$ e o vetor de probabilidades de falha dos componentes $\mathbf{u} = [u_1, u_2, \dots, u_j, \dots, u_n]$, $u_j \in \mathbb{R}$ e $0 < u_j < 1$,

$$x_j \in \begin{cases} \Omega_{Up} & \text{se } x_j > u_j \\ \Omega_{Down} & \text{se } x_j < u_j \end{cases} \quad (2.17)$$

Todos os principais índices GCR podem ser facilmente obtidos pelo estimador não-tendencioso dado em (2.15). Para isso, utiliza-se a devida função teste associada aos eventos aos quais o respectivo índice está relacionado. As funções testes H_{LOLP} e H_{EPNS} são dadas por [MPL92]:

$$H_{LOLP}(\mathbf{Y}_i) = \begin{cases} 0 & \text{se } \mathbf{Y}_i \in \Psi_{Success} \\ 1 & \text{se } \mathbf{Y}_i \in \Psi_{Failure} \end{cases} \quad (2.18)$$

$$H_{EPNS}(\mathbf{Y}_i) = \begin{cases} 0 & \text{se } \mathbf{Y}_i \in \Psi_{Success} \\ \Delta P_i & \text{se } \mathbf{Y}_i \in \Psi_{Failure} \end{cases} \quad (2.19)$$

onde $\Psi = \Psi_{Success} \cup \Psi_{Failure}$ é o conjunto de todos os estados possíveis \mathbf{Y}_i (i.e., o espaço de estados), dividido em dois subespaços $\Psi_{Success}$ de estados de sucesso e $\Psi_{Failure}$ de estados de falha; ΔP_i é a quantidade de potência não suprida no estado de falha \mathbf{Y}_i . O índice LOLP é o somatório das probabilidades de todos os estados de Ψ onde a capacidade de geração é insuficiente para atender a carga L .

A incerteza da estimativa é dada pela variância amostral do estimador, representada por,

$$V(\tilde{E}[H]) = V(H)/N \quad (2.20)$$

A variância, $V[H]$, pode ser calculada através da equação:

$$V[H] = E[H^2] - E^2[H] \quad (2.21)$$

A relação entre o desvio padrão amostral, raiz quadrada da variância $\sigma = \sqrt{V(\tilde{E}[H])}$, e o valor esperado da função teste, $\tilde{E}[H]$, representa a incerteza em relação à estimação do índice. Essa relação é denominada coeficiente de variação β sendo usualmente utilizada como variável de controle da convergência do processo iterativo:

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}[H])}}{\tilde{E}[H]} \quad (2.22)$$

A simulação não-sequencial pode também fornecer estimativas não tendenciosas para a LOLF. Neste caso, a função teste H_{LOLF} é dada por [MPL92]:

$$H_{\text{LOLF}}(\mathbf{Y}_i) = \begin{cases} 0 & \text{se } \mathbf{Y}_i \in \Psi_{\text{Success}} \\ \Delta\lambda_i & \text{se } \mathbf{Y}_i \in \Psi_{\text{Failure}} \end{cases} \quad (2.13)$$

onde $\Delta\lambda_i$ é a soma das taxas de transição (incluindo estados de geração e carga) entre \mathbf{Y}_i e todos os estados de sucesso, que podem ser alcançados desde \mathbf{Y}_i em uma única transição.

Para o cálculo da variância $V[H]$ e do valor esperado $E[H]$ da função teste em um processo computacional iterativo, é necessário que se tenha os valores de históricos assumidos em cada iteração. Uma das maneiras é armazenar os dados obtidos a cada simulação. No entanto, dependendo do número de simulações e das dimensões do sistema, esse procedimento pode ser dispendioso, ineficiente e até ineficaz. Desta forma, na prática, as seguintes equações iterativas são utilizadas:

$$E_k[H^2] = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k H_k^2(Y_i) \quad (2.23)$$

$$E_k^2[H] = \left(\frac{1}{k} \sum_{i=1}^k H_k(Y_i) \right)^2 \quad (2.24)$$

Substituindo as equações anteriores no cálculo de $V[H]$:

$$V_{k+1}[H] = E_k[H^2] - E_k^2[H] \quad (2.25)$$

onde os somatórios na k -ésima iteração são obtidos acumulando os resultados das iterações anteriores. Na forma iterativa o coeficiente de variação é dado por:

$$\beta_{k+1} = \frac{\sqrt{V_k(\tilde{E}[H])}}{\tilde{E}_k[H]} \quad (2.26)$$

Quando o número de simulações é elevado, $k \rightarrow \infty$, a variância \tilde{V}_k tende a diminuir, enquanto que o valor esperado tende a uma constante \tilde{E}_k . Assim, o coeficiente de variação tende a zero,

$$\lim_{k \rightarrow \infty} \beta_k = 0 \quad (2.27)$$

A equação (2.27) confirma a noção intuitiva de que a precisão do experimento é tão melhor quanto maior for o número de experimentos realizados durante a simulação. Em princípio, considera-se que valores de β inferiores a 5% são satisfatórios.

Os passos básicos de um algoritmo de simulação Monte Carlo não-sequencial são apresentados a seguir [MPL92, PB92]:

- Passo 1: Iniciar o número de simulações $k = 0$;
- Passo 2: Sortear um vetor $\mathbf{X}_k \in \Omega$ baseado em sua distribuição de probabilidade $P(x)$; atualize o número de simulações, $k := k + 1$;
- Passo 3: Calcular a função teste $H(\mathbf{X}_k)$ para o vetor amostrado;
- Passo 4: Estimar o índice por meio de $\tilde{E}[H]$;
- Passo 5: Determinar a coeficiente de variação, β_k . Se o critério de parada for satisfeito (β_k é menor que o especificado ou máximo número de simulações), parar; senão, retornar ao passo 2.

Uma das principais vantagens do uso de SMC não sequencial é sua capacidade de estimar índices para grandes sistemas de potência com facilidade, pois o número de amostras necessárias para estimar $\tilde{E}[H]$ com uma dada incerteza β é relativamente independente do número de estados [PB92]. Uma das principais desvantagens do método, no entanto, é que quando os estados de falha tornam-se raros, tal como em análise envolvendo um curto intervalo de tempo ou em sistemas altamente confiáveis, o tempo para a convergência do processo torna-se excessivamente elevado. Assim, há métodos para aumentar a eficiência de ferramentas baseadas em SMC. Em essência esses métodos alteram a estratégia de amostragem. No próximo item, descreve-se de forma sucinta a aplicação dos modernos conceitos do método CE aplicados na estimação de índices por meio de SMC.

2.2.5. Avaliação da Confiabilidade via Método da Entropia Cruzada

Com o intuito de melhorar o desempenho de técnicas de SMC vários métodos de redução de variância têm sido propostos na literatura especializada [BA96]. Algumas dessas VRT são: Variáveis Antitéticas (*Antithetic Variates*), Variáveis de Controle (*Control Variates*), Amostragem Estratificada (*Stratified Sampling*), Amostragem por Importância (*Importance Sampling*) [G12]. Cada um desses métodos apresenta vantagens e desvantagens, bem como particularidades de aplicação [BA92].

A ideia básica da VRT por IS é intensificar a amostragem dos eventos que causam maior impacto nas falhas do sistema. Uma técnica que apresenta excelentes resultados em termos de ganho de eficiência computacional é a IS via método da Entropia Cruzada, como demonstrado em [G09, G12, LGS10, GL11].

Ao aplicar os conceitos de entropia cruzada na otimização dos parâmetros do estimador, o desempenho computacional da SMC pode ser consideravelmente melhorado, tornando a simulação estatisticamente eficiente e possibilitando obter os intervalos de confiança mais estreitos [G12]. A descrição do método CE na resolução de problemas de otimização combinatória e estimação de probabilidades, é atribuída a R.Y. Rubinstein [RK08]. A aplicação do método na estimação dos índices GCR pode ser encontrada em [LGS10]. Para facilitar o entendimento do trabalho descrito nesta dissertação, alguns conceitos desse método são breve-

mente descritos neste tópico. Uma demonstração mais detalhada das equações através de uma abordagem matematicamente mais rigorosa pode ser encontrada em [RK04, HR02].

Considere o problema de determinar a probabilidade, \wp , do evento raro ψ definido como a ocorrência de,

$$S(\mathbf{X}) \geq \gamma \quad (2.28)$$

$S(\mathbf{X})$ é uma função desempenho de uma determinada amostra aleatória \mathbf{X} e γ é um numero real, $\gamma \in \mathbb{R}$, que representa o limiar da região de interesse do espaço amostral \mathbf{X} sob $f(\cdot; \mathbf{u})$. $\mathbf{X} = (x_1, x_2, \dots, x_N)$ é um vetor de N números aleatórios pertencente a \mathbf{X} .

A probabilidade \wp pode ser expressa como,

$$\wp = P_{\mathbf{u}}\{S(\mathbf{X}) \geq \gamma\} \quad (2.29)$$

Redefinindo-se a função teste $H(\mathbf{X})$ como

$$H(\mathbf{X}) = I_{\{S(\mathbf{X}) \geq \gamma\}} \quad (2.30)$$

onde $I_{\{S(\mathbf{X}) \geq \gamma\}}$, o operador Indicador, é definido como,

$$I_{\{S(\mathbf{X}) \geq \gamma\}} = \begin{cases} 1 & \text{se } S(\mathbf{X}) \geq \gamma \\ 0 & \text{se } S(\mathbf{X}) < \gamma \end{cases} \quad (2.31)$$

Pode-se definir a probabilidade como,

$$\wp = P_{\mathbf{u}}\{S(\mathbf{X}) \geq \gamma\} = E[H(\mathbf{X})] = E[I_{\{S(\mathbf{X}) \geq \gamma\}}] \quad (2.32)$$

Utilizando simulação Monte Carlo convencional, \wp pode ser estimada, em $f(\cdot; \mathbf{u})$, utilizando N simulações por:

$$\wp = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{X}) \geq \gamma\}} \quad (2.33)$$

No entanto, como o evento ψ é raro, será necessário um elevado número de simulações e, conseqüentemente, alto esforço computacional para obter uma estimativa de \wp com um coeficiente de variação dentro de uma tolerância aceitável. A medida que o evento ψ torna-se mais raro, e.g., durante a simulação de um sistema que apresenta uma grande parcela de reserva de geração, esse esforço será ainda maior. Desta forma, para tornar possível a simulação de eventos raros dentro de limites de tempo praticáveis, pode-se utilizar um estimador por meio de amostragem por importância, i.e., IS.

Considere a sequência de números aleatórios $\mathbf{X} = (x_1, x_2, \dots, x_N)$ gerados em X sob a função massa de probabilidade (pmf) g . Nessas condições, \wp será estimado através de IS por:

$$\wp' = LR\{\wp\} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{X}) \geq \gamma\}} W(\mathbf{X}) \quad (2.34)$$

Onde

$$W(\mathbf{X}) = \frac{f(\mathbf{X})}{g(\mathbf{X})} \quad (2.35)$$

LR é o estimador utilizado para obter \wp' e o parâmetro $W(\mathbf{X})$ é denominada razão de verossimilhança.

O problema de estimar \wp torna-se, então, determinar a pmf $g(\mathbf{X})$. Nesse sentido, como \wp' deve ser o mais próximo possível de \wp , deve-se obter uma função g cuja distância estatística de f seja mínima. Uma medida da distância estatística entre f e g pode ser obtida pela distância de Kullback-Leibler, também conhecida como Entropia Cruzada entre g e f :

$$D_{KL}(g \parallel f) = E_g \left[\ln \frac{g(\mathbf{X})}{f(\mathbf{X})} \right] = \int g(x) \ln g(x) dx - \int g(x) \ln f(x) dx \quad (2.36)$$

Pode-se demonstrar que minimizar $D_{KL}(g \parallel f)$ equivale a

$$\max_{\mathbf{v}} D(\mathbf{v}) = \max_{\mathbf{v}} E_{\omega}[I_{\{S(\mathbf{X}) \geq \gamma\}} \mathbf{W}(\mathbf{X}; \mathbf{u}, \omega) \ln f(\mathbf{X}; \mathbf{v})] \quad (2.37)$$

onde $W(\mathbf{X}, \mathbf{u}, \omega)$, para um parâmetro de referência qualquer ω , é definida como:

$$\mathbf{W}(x; \mathbf{u}, \omega) = \frac{f(x; \mathbf{u})}{f(x; \omega)} \quad (2.38)$$

A solução ótima de (2.37) é obtida quando o parâmetro \mathbf{v} maximiza $D(\mathbf{v})$:

$$\mathbf{v}^* = \operatorname{argmax}_{\mathbf{v}} E_{\omega}[I_{\{S(\mathbf{X}) \geq \gamma\}} \mathbf{W}(\mathbf{X}; \mathbf{u}, \omega) \ln f(\mathbf{X}; \mathbf{v})] \quad (2.39)$$

Sendo D uma função convexa e diferenciável em relação à \mathbf{v} , a solução de (2.39) pode ser estimada resolvendo [DKMR05]:

$$\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{X}_i) \geq \gamma\}} \mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{u}, \omega) \nabla \ln f(\mathbf{X}_i; \mathbf{v}) = 0 \quad (2.40)$$

onde o gradiente é em relação à \mathbf{v} .

Sendo \mathbf{X} o vetor de variáveis aleatórias que representam as tentativas em uma experiência na qual são realizadas n tentativas, cada uma com uma probabilidade $u = 1 - v$ de sucesso. Tem-se que \mathbf{X} segue uma distribuição binomial com parâmetros n e u , $\mathbf{X} \sim B(n, u)$. A probabilidade de k sucessos é dada pela função massa de probabilidade:

$$f(\mathbf{X}_i; n, v) = \frac{n!}{x!(n-x)!} (1-v)^x v^{n-x} \quad (2.41)$$

Substituindo a equação (2.41) na equação (2.40) e resolvendo para \mathbf{v} , obtêm-se:

$$v_j = 1 - \frac{1}{n} \cdot \left[\frac{\sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{X}) \geq \gamma\}} \mathbf{W}(\mathbf{X}_i, \mathbf{u}, \omega) X_{ij}}{I_{\{S(\mathbf{X}) \geq \gamma\}} \mathbf{W}(\mathbf{X}_i, \mathbf{u}, \omega)} \right] \quad (2.42)$$

Utilizando os conceitos mostrados, pode-se aplicar o método CE na estimação dos índices GCR, como descrito em [G09, G12, LGS10].

Um sistema elétrico de potência em que o sistema de geração é composto por N_C estações geradoras, em que a j -ésima estação (GS_j) é composta por n_j unidades idênticas e independentes cada uma com capacidade C_j e indisponibilidade u_j , e um nível de carga constante equivalente L pode ser modelado estatisticamente por em termos das funções massa de probabilidade dos seus componentes. Cada unidade de geração pode ser representada por uma variável aleatória x_j que segue uma distribuição de Bernoulli com indisponibilidades $f(\bullet; n_j, u_j)$.

Definindo \mathbf{X}_k como um possível resultado do vetor aleatório $\mathbf{X} = [x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_{N_C}]$ cujo elemento genérico x_j representa o número de unidades disponíveis na estação geradora GS_j , com $x_j \in \mathbb{Z}$ e $0 \leq x_j \leq n_j$; onde a função de teste do índice LOLP dada na equação (2.18) é reformulada de acordo com a (2.30):

$$H_{\text{LOLP}}(\mathbf{X}_k) = I_{\{S(\mathbf{X}_k) < L\}} = \begin{cases} 0 & \text{se } \mathbf{Y}_i \in \Psi_{\text{Success}} \\ 1 & \text{se } \mathbf{Y}_i \in \Psi_{\text{Failure}} \end{cases} \quad (2.43)$$

A pmf $f(\mathbf{X}_k; \mathbf{n}, \mathbf{u})$ é a probabilidade ou proporção do tempo que o sistema reside em \mathbf{X}_k considerando a pmf associada a \mathbf{X} , $f(\bullet; \mathbf{n}, \mathbf{u})$. Como todas as variáveis aleatórias envolvidas seguem uma distribuição binomial, o valor da função massa de probabilidade definida em \mathbf{X}_k sob $f(\bullet; \mathbf{n}, \mathbf{u})$ é dada por:

$$f(\mathbf{X}_k; \mathbf{n}, \mathbf{u}) = \prod_{j=1}^{N_C} \frac{n_j!}{x_j!(n_j - x_j)!} (1 - u_j)^{x_j} (u_j)^{n_j - x_j} \quad (2.44)$$

onde $\mathbf{u} = [u_1, u_2, \dots, u_j, \dots, u_{N_C}]$, é um vetor que contém os parâmetros originais (indisponibilidades) do sistema com $u_j \in \mathbb{R}$ e $0 < u_j < 1$ e $\mathbf{n} = [n_1, n_2, \dots, n_j, \dots, n_{N_C}]$ é um vetor constante com o número de unidades existentes em cada estação geradora GS_j , com $n_j \in \mathbb{Z}$ e $n_j > 0$.

Define-se a função desempenho da k -ésima amostra, $S(\mathbf{X}_k)$, como o somatório de todas as capacidades de geração disponíveis:

$$S(\mathbf{X}_k) = \mathbf{X}_k \mathbf{C}^T = [x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_{N_C}] [C_1, C_2, \dots, C_j, \dots, C_{N_C}]^T \quad (2.45)$$

Em $f(\mathbf{X}_k; \mathbf{n}, \mathbf{u})$, o índice LOLP pode ser obtido por

$$\text{LOLP} = E_{\mathbf{u}}[H_{\text{LOLP}}(\mathbf{X})] = \sum_{\mathbf{X}_k \in \Omega} H_{\text{LOLP}}(\mathbf{X}_k) f(\mathbf{X}_k; \mathbf{n}, \mathbf{u}) \quad (2.46)$$

ou estimado via SMC utilizando N amostras, $\mathbf{X}_1, \mathbf{X}_2, \dots, \mathbf{X}_N$ de $\mathbf{X} \sim f(\cdot; \mathbf{u})$, pelo estimador dado na equação (2.33):

$$\hat{\text{LOLP}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{X}_i) < L\}} \quad (2.47)$$

Em avaliações de curto prazo, as probabilidades de falha dos componentes no horizonte de estudo são pequenas. Assim, o evento $\{S(\mathbf{X}) < L\}$ será raro. Desta forma, para diminuir o esforço computacional, intensifica-se a amostragem dos eventos de interesse utilizando um estimador por IS não tendencioso:

$$\hat{\text{LOLP}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{X}_i) < L\}} \mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \mathbf{v}) \quad (2.48)$$

onde

$$\mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \mathbf{v}) = \frac{f(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u})}{f(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{v})} = \frac{\prod_{j=1}^{N_C} (1 - u_j)^{x_j} (u_j)^{n_j - x_j}}{\prod_{j=1}^{N_C} (1 - v_j)^{x_j} (v_j)^{n_j - x_j}} \quad (2.49)$$

A *razão de verossimilhança*, $\mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \mathbf{v})$, representa a correção que deve ser realizada no processo de amostragem devido à utilização da pmf $f(\cdot; \mathbf{n}, \mathbf{v})$, que é diferente da pmf $f(\cdot; \mathbf{n}, \mathbf{u})$ original.

O método CE, utilizado para determinar as equações (2.42) e (3.19), é então aplicado em uma abordagem de múltiplos níveis para determinar iterativamente o vetor de parâmetros ótimos, tal como descrito no algoritmo proposto em [LGS10].

Os passos básicos de um algoritmo para determinação dos índices GCR por SMC via método CE são [G09, LGS10]:

- 1) Definir $\hat{\mathbf{v}}_0 := \mathbf{u}$, ou seja, $\hat{\mathbf{v}}_0$ será igual ao vetor de indisponibilidades originais do sistema de geração; logo fazer $k := 1$ (contador de iterações do processo de otimização do Método CE).
- 2) Gerar N amostras aleatórias $\mathbf{X}_1, \mathbf{X}_2, \dots, \mathbf{X}_N$ de estados de geração, de acordo com a função massa de probabilidade $f(\cdot; \mathbf{n}, \hat{\mathbf{v}}_{k-1})$. Avaliar a função desempenho $S(\mathbf{X}_i)$ para todo \mathbf{X}_i de acordo com (2.45) e ordenar os resultados em ordem decrescente tal que $\mathbf{S} = [S_{[1]}, S_{[2]}, \dots, S_{[N]}]$ e $\mathbf{S}_{[1]} \geq \mathbf{S}_{[2]} \geq \dots \geq \mathbf{S}_{[N]}$.
- 3) O próximo passo é encontrar o valor de \hat{L}_k , ou seja, o nível de carga que será considerado na iteração k . O valor de \hat{L}_k será uma aproximação do (ρ) quantil amostral tal que $\hat{L}_k := \mathbf{S}_{[(1-\rho)N]}$. Em outras palavras, calcular o valor de $(1-\rho)N$, e utilizar esse valor como um ponteiro r . \hat{L}_k será igual ao valor da r -ésima posição do vetor \mathbf{S} caso $\mathbf{S}_{[(1-\rho)N]} > L$. Se $\mathbf{S}_{[(1-\rho)N]} \leq L$, fazer $\hat{L}_k := L$. Avaliar a função teste $H(\mathbf{X}_i) = I_{\{S(\mathbf{X}_i) < \hat{L}_k\}}$ para todo \mathbf{X}_i e a razão de verossimilhança $\mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \hat{\mathbf{v}}_{k-1})$ para todo \mathbf{X}_i de acordo com (2.49).
- 4) Atualizar o vetor de parâmetros de referência $\hat{\mathbf{v}}_k$ segundo

$$\hat{v}_{k,j} := \hat{v}_{k,j} \alpha + \hat{v}_{k-1,j} (1 - \alpha) \quad (2.50)$$

Onde $\hat{v}_{k,j}$ é calculado usando a equação (2.42),

$$\hat{v}_{k,j} = 1 - \frac{1}{n_j} \left[\frac{\sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{X}_i) < \hat{L}_k\}} \mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \hat{\mathbf{v}}_{k-1}) X_{ij}}{\sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{X}_i) < \hat{L}_k\}} \mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \hat{\mathbf{v}}_{k-1})} \right]$$

com $j = 1, 2, \dots, N_C$. Onde α , um fator de atualização denominado parâmetro de suavização, assume usualmente um valor entre 0,80 e 0,99.

- 5) Se $\hat{\gamma}_k = \gamma$, então é o fim do processo de otimização baseado no Método CE, fazer \mathbf{v}_{opt} igual $\hat{\mathbf{v}}_k$ e continuar. Senão, incrementar o contador de iterações ($k := k + 1$) e voltar para o passo 2.

Os próximos passos consistem em executar uma SMC não-sequencial estimando os índices de confiabilidade utilizando VRT por IS.

- 6) Definir \mathbf{v}_{opt} como $\hat{\mathbf{v}}_k$. Fazer o novo contador de iterações $N_1 := 0$.
- 7) Gerar uma amostra X_1, X_2, \dots, X_n em $f(\bullet; \mathbf{u}, \hat{\mathbf{v}}_k)$, fazer $N_1 := N_1 + 1$.
- 8) Avaliar as funções teste dos índices, a razão de verossimilhança $\mathbf{W}(\mathbf{X}_{N_1}; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \hat{\mathbf{v}}_k)$ e o estimador não tendencioso para o índice LOLP na iteração i :

$$\hat{\text{LOLP}} = \frac{1}{N_1} \sum_{i=1}^{N_1} H_{\text{LOLP}}(\mathbf{X}_i) \mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \hat{\mathbf{v}}_k) \quad (2.51)$$

$$\hat{\text{EPNS}} = \frac{1}{N_1} \sum_{i=1}^{N_1} H_{\text{EPNS}}(\mathbf{X}_i) \mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \hat{\mathbf{v}}_k) \quad (2.52)$$

$$\hat{\text{LOLF}} = \frac{1}{N_1} \sum_{i=1}^{N_1} H_{\text{LOLF}}(\mathbf{X}_i) \mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \hat{\mathbf{v}}_k) \quad (2.53)$$

- 9) Calcule o coeficiente de variação $\beta_{N_1}^{\text{LOLP}}$, $\beta_{N_1}^{\text{EPNS}}$ e $\beta_{N_1}^{\text{LOLF}}$. Se $\max(\beta_{N_1}^{\text{LOLP}}, \beta_{N_1}^{\text{EPNS}}, \beta_{N_1}^{\text{LOLF}}) \leq \beta_{\text{MAX}}$ ou $N_1 \geq N_{\text{MAX}}$, pare o algoritmo, caso contrário, volte para 7).

O algoritmo de avaliação dos índices GCR, através de SMC-IS via método CE apresentado neste item, pode ser utilizado para avaliar eficientemente o risco mesmo em sistemas onde os eventos de falha sejam raros. Desta forma, trata-se de uma importante ferramenta de análise que será, ainda neste capítulo, adaptada para ser incorporada à metodologia de dimensionamento probabilístico da reserva girante.

2.3. RESERVA OPERATIVA

O montante de geração programado para o atendimento da demanda deve ser tal que o sistema possua uma margem de reserva suficiente para suportar a perda de capacidade de geração ou aumentos súbitos na demanda, sem haver necessidade de cortar carga. Essa margem de reserva é denominada reserva operativa. O termo reserva operativa é utilizado para designar as quatro classes de reserva: regulação, girante, não-girante e reposição [NERC08] (ou primária, secundária, terciária e quaternária [S09]).

A reserva de potência operativa é insumo fundamental para a manutenção da segurança operacional elétrica, pois mitiga os riscos de não-atendimento e garante margem para atuação eficaz do controle automático de geração. Os estudos de planejamento da reserva operativa visam determinar sua correta quantificação e alocação, levando em conta os aspectos inerentes à operação [ONS13].

Através de uma adequada política de planejamento da reserva é possível manter a operação do sistema ao mínimo custo possível, satisfazendo assim um dos principais objetivos do administrador que é a operação econômica e confiável.

2.3.1. Classificação dos Tipos de Reserva

A reserva de potência operativa foi sempre um segmento do sistema de geração essencial e importante a ser considerado nos estudos de planejamento da operação dos sistemas elétricos. Devido à liberalização da indústria de energia elétrica, esse tipo de serviço, no âmbito dos serviços ancilares, passou a ser fornecido por ofertadores industriais independentes com características próprias [RKTR07]. Assim, a reserva de potência é classificada segundo as diretrizes econômicas e/ou as regras dos órgãos regulamentadores de cada país, dependendo basicamente das características estruturais e necessidades específicas de cada sistema [S09, RKTR07, GFL10]. Uma descrição das definições e características técnicas dos serviços ancilares associados ao controle da tensão e frequência em diversas partes do mundo pode ser encontrada em [RKTR07].

Nos EUA, a divisão e classificação dos tipos de reserva são realizadas pelo NERC – *North American Electric Reliability Council* [NERC08], que classifica a reserva operativa em quatro partes, cujas definições são dadas a seguir:

Reserva de regulação: Serviço provido pelas unidades participantes do controle automático de geração (CAG), tanto no sentido de aumentar quanto diminuir o nível de potência gerada, com o intuito de manter o equilíbrio entre a geração e a carga.

Reserva girante: Montante de geração capaz de responder a um distúrbio (e.g., perda de equipamentos, elevação abrupta da carga etc.) em 10 minutos. Essa reserva deve ser proveniente das unidades sincronizadas e/ou interconexões.

Reserva não-girante: Parcela da reserva operativa proveniente de unidades não-sincronizadas e que podem ser conectadas ao sistema em até 10 minutos, ou cargas interruptíveis que possam ser desconectadas do sistema em até 10 minutos.

Reserva de reposição: Montante de reserva proveniente de unidades não sincronizadas e interconexões capazes de suprir um déficit de geração dentro do limite de tempo especificado, ou cargas interruptíveis que possam também ser desconectadas dentro do limite de tempo desejado. Esse limite de tempo é da ordem de 60 minutos.

No Brasil, a divisão e classificação da reserva são realizadas segundo as diretrizes do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Segundo o qual os tipos de reserva operativa são [PVSM02, ONS07]:

Reserva primária: É a parcela de reserva deixada nas máquinas sincronizadas com a finalidade de realizar o controle primário de frequência. Esse controle é exercido por meio dos reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, objetivando limitar a variação de frequência quando da ocorrência de distúrbios que provoquem o desequilíbrio entre a geração e a carga. O ONS estabelece que a reserva primária deva ser igual a 1% da responsabilidade própria de geração do sistema. Entende-se por responsabilidade própria de geração do sistema, o montante de geração equivalente à carga do próprio sistema mais os contratos de exportação menos os contratos de importação.

Reserva secundária: É a parcela da reserva sincronizada responsável pelo controle secundário de frequência. A reserva secundária é composta pelas unidades participantes do controle automático de geração (CAG), cujos reguladores automáticos de velocidade ficam sob controle dos centros de operação, os quais atuam com o objetivo de restabelecer a frequência do sistema a seu valor nominal e manter ou restabelecer os intercâmbios de potência ativa a valores programados. O ONS determina que cada sistema seja responsável por manter uma reserva secundária igual a 2,5% da sua responsabilidade própria de geração, acrescida de 1,5% da carga própria do sistema.

Reserva terciária: É a parcela da reserva sincronizada destinada a cobrir as saídas ou limitações não programadas de unidades geradoras em operação, causadas por defeitos nos equipamentos que as compõem, ou defeitos nos transformadores. Para a reserva terciária, o ONS determina que ela seja igual à diferença entre a reserva sincronizada total recomendada para o sistema, obtida por meio de uma análise probabilística, e as parcelas relativas à Reserva Primária e à Reserva Secundária. A reserva terciária deve ser distribuída proporcionalmente entre as empresas com base em suas responsabilidades próprias de geração e suas maiores máquinas, conforme a equação (2.54):

$$R_{TK} = \frac{MM_K \times RPG_K}{\sum_{i=1}^n MM_i \times RPG_i} \times R_{Ts} \quad (2.54)$$

onde R_{TK} é reserva terciária de responsabilidade da empresa, R_{Ts} é a reserva terciária total do sistema interligado, MM_i é a maior máquina da empresa i , MM_K é a maior máquina da empresa k , RPG_i é a responsabilidade de geração própria da empresa i , RPG_K é a responsabilidade de geração própria da empresa k .

Reserva quaternária: O objetivo dessa parcela da reserva operativa é suprir a perda de blocos de geração e/ou outras emergências não previstas. Fazem parte desse tipo de reserva: carga de bombeamento, cargas interruptíveis, geração hidráulica ou térmica a carvão excedente e geração a óleo.

2.3.2. Reserva Girante

Conforme definido em [BA96], a reserva girante é a parcela da geração que deve estar sincronizada ou que seja possível sincronizar em tempo hábil de forma a repor a perda de unidades de geração ou suprir acréscimos de demanda devido a erros de previsão.

A reserva girante requerida para prover um determinado nível de confiabilidade é função da capacidade das unidades, do número de unidades, confiabilidade de cada unidade despachada no intervalo de tempo, do nível de carga e dos erros de previsão das variáveis aleatórias envolvidas:

$$R(G^{spin}, L, t) = G^{spin}(C, \lambda, t) - L(t, \delta) \quad (2.55)$$

G^{spin} é a potência de geração sincronizada ou que seja possível sincronizar dentro de um determinado intervalo de processamento; L é a carga equivalente do sistema; C é vetor de capacidades das unidades de geração; λ é a taxa de falha dos componentes do sistema de geração e δ representa os erros de previsão na determinação da carga.

Como é possível observar na equação (2.55), a reserva é uma variável aleatória e, portanto, qualquer inferência a seu respeito deve considerar seu comportamento estocástico. De forma a determinar quantitativamente essa reserva, deve-se mensurar o risco associado aos eventos de perda de carga. Uma vez obtido o risco e seus níveis aceitáveis, a reserva operativa pode ser determinada.

A determinação do nível aceitável de risco depende do grau de confiabilidade desejado, do correspondente custo e dos benefícios obtidos ao mitigar esse risco. Portanto, não há um valor padrão que possa ser aplicado a todos os sistemas [KB95]. Porém, dado um valor de risco obtido para uma configuração do sistema, sabe-se que é possível diminuí-lo adicionando reserva (considerando que seja possível transmiti-la às áreas do sistema que estejam apresentando insuficiência de geração).

2.3.3. Método PJM

Um dos primeiros métodos a utilizar técnicas probabilísticas para dimensionar a reserva girante foi desenvolvido em 1963 e ficou conhecido como método PJM (por ter sido aplicado ao sistema interligado Pennsylvania-New Jersey-Maryland) [S09]. Esse método é descrito detalhadamente em [ABCH63] e [BA96].

O procedimento básico desenvolvido do método consiste em determinar as probabilidades de não suprimento da demanda em um intervalo de tempo no qual não seja possível adicionar geração caso ocorra a saída de uma unidade, essa probabilidade, conhecida como o índice LOLP, é considerada índice de risco do sistema.

Caso a carga não seja modelada por um único nível, isto é, carga variável, o intervalo de tempo total de processamento, denominado “lead time” deve ser discretizado em intervalos de tempo em que a carga possa ser considerada constante.

Cada unidade de geração é representada por um modelo Markoviano de dois estados (*Up* e *Down*), como mostrado na Figura 2.3, e durante o *lead time* considera-se que não é possível efetuar reparo.

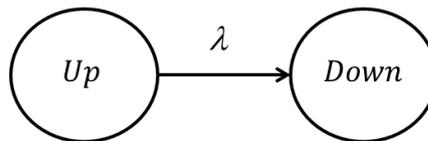


Figura 2.3: Diagrama de Espaço de Estados.

Se as falhas e reparos são exponencialmente distribuídos, a probabilidade de encontrar o sistema no estado *Down* no tempo T , dado que em $t = 0$ o sistema encontrava-se no estado *Up* é dada por:

$$P_{DOWN} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} - \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)T} \quad (2.56)$$

onde $\mu = m^{-1}$, $\lambda = r^{-1}$, m é o *MTTR* (Tempo Médio de Reparo) e r é o *MTTF* (Tempo Médio para a Falha).

Como a possibilidade de reparo durante o tempo de processamento é desconsiderada, isto é, $m \gg T$, tem-se que a taxa de reparo é igual a zero, $\mu = 0$. Assim, P_{DOWN} é dada por $P_{DOWN} = 1 - e^{-\lambda T}$. Como $\lambda T \ll 1$, a essa equação pode ser linearizada através da expansão em série de Taylor, com um único termo, em torno da origem por:

$$P_{DOWN} \cong \lambda T \quad (2.57)$$

A probabilidade λT é usualmente conhecida como ORR, *Outage Replacement Rate*, i.e., taxa de reposição (substituição) de saída, que representa a probabilidade da unidade falhar e não ser reparada no intervalo T .

Utilizando as ORRs dos componentes do sistema, monta-se uma COPT, por meio da qual é possível avaliar a capacidade de geração dos estados do sistema. O procedimento de construção da COPT é semelhante ao realizado para a capacidade estática utilizando a FOR [BA96], a única diferença é o uso da ORR como probabilidade de falha. Como a carga é modelada como sendo constante no período de análise, o risco é avaliado diretamente da COPT. Dada uma carga L e a capacidade de geração total equivalente G , o risco no tempo T é igual ao valor de probabilidade dada a seguir

$$Risk(G) = P\{R(G^{spin}, L, t) = G^{spin}(C, \lambda, t) - L(t, \delta) < 0\}, \quad (2.58)$$

ou seja, o risco é avaliado como sendo a probabilidade de o sistema não conseguir assegurar o suprimento da demanda total, ou seja, risco de corte de carga. Assim, como proposto pelo método PJM, o risco pode ser obtido diretamente das linhas da COPT.

O operador deve se programar no início do *lead time* sabendo que não poderá reparar ou substituir qualquer unidade falhada, nem poderá acionar uma nova máquina caso a demanda seja maior que o previsto. O risco deve ser avaliado continuamente no tempo para acompanhar as alterações na carga e no sistema de geração [BA96]. Assim, é de extrema relevância que a obtenção do risco seja realizada em um tempo hábil.

No método tradicional a carga foi considerada constante. No entanto, é possível considerar a demanda com o tempo e as incertezas em relação à sua previsão. Uma das formas a considerar essas incertezas é assumir a carga como sendo normalmente distribuída e discretizada em

alguns níveis. A cada nível de cada carga associa-se uma probabilidade de ocorrência desse evento. O risco, naquele intervalo considerado, é obtido ponderando o risco para cada nível de carga com a probabilidade de ocorrência do respectivo nível [BA96].

O efeito da inclusão de unidades com diferentes “lead times”, tais como as unidades de partida rápida (turbinas a gás, turbinas hidráulicas) e as unidades de reserva quente (unidades térmicas que permanecem com a caldeira aquecida), foi analisado em [BJ72]. Embora os modelos sugeridos apresentem uma descrição mais detalhada das plantas de geração, necessita-se de uma quantidade maior de dados, que podem não estar consistentemente disponíveis, para a determinação das taxas de transição entre os estados dos modelos.

Considerações adicionais podem ser feitas, tais como a modelagem de perdas parciais de capacidade das unidades. Isto é possível através da inclusão de mais estados de carga ao modelo inicial de dois estados, como proposto em [BJ71]. Alternativamente ao que havia sido proposto anteriormente pelo método PJM, a modelagem poderia incluir, dentro do intervalo de tempo considerado na avaliação do risco, o efeito da continuidade de fornecimento de potência de unidades parcialmente falhadas. Na prática, isso ocorre porque muitas falhas podem ser toleradas e a retirada da máquina pode ser postergada. Assim, a ORR foi modificada para incluir o efeito do adiamento da manutenção, o que deu origem a MORR (*Modified Outage Replacement Rate*). A MORR é a ORR ponderada pelo fator $1 - \delta$, em que δ é a proporção de λ que pode ser postergada [BA96]:

$$MORR = P_{DOWN} = (1 - \delta)\lambda T = (1 - \delta)ORR \quad (2.59)$$

O uso da MORR está condicionado à disponibilidade de dados associados às manutenções das unidades de geração.

Adicionalmente, a avaliação dos requisitos de reserva operativa deve também levar em conta as unidades de partida rápida tais como as unidades a gás e as hidráulicas, cargas interruptíveis, interconexões, etc. [S09]. Desta forma, é necessário que o método a ser utilizado em estudos de dimensionamento de reserva operativa tenha a capacidade de representar todas essas características inerente aos sistemas reais.

Ao se utilizar um nível de detalhamento maior, e mais realístico, o número de estados do modelo do sistema pode aumentar, assim, uma técnica de enumeração pode apresentar dificuldade. Embora em análises de curto prazo muitas das incertezas do problema possam ser desconsideradas sem prejuízo aos resultados, uma modelagem mais detalhada, incluindo essas considerações adicionais, pode ser realizada facilmente por meio de SMC. Neste trabalho, ao contrário do que foi proposto no método tradicional, propõe-se o uso de SMC para avaliar o risco e, então, dimensionar a reserva girante.

2.4. FORMULAÇÃO VIA MCS-CE

Como descrito anteriormente, o operador deve se programar considerando que não poderá efetuar alterações no despacho caso algum fator inesperado ocorra. O risco deve ser analisado previamente e, durante a fase de programação ou pré-despacho, deve-se incluir reserva suficiente para que o operador do sistema tenha capacidade de manobra para adotar medidas corretivas. O objetivo é evitar interrupção no fornecimento ao consumidor e minimizar os custos operativos totais visando sempre a operação econômica e confiável.

O método PJM, à época de sua publicação, apresentou uma ideia inovadora ao utilizar técnicas probabilistas de avaliação do risco e dimensionamento da reserva. Através desta técnica analítica, conseguiu-se obter uma ferramenta computacionalmente eficiente na avaliação de sistemas de geração via modelo barra única. Mesmo quando os eventos de interesse são raros essa eficiência não é prejudicada. No entanto, se aplicado a sistemas com elevado número de estados, esse método perde sua eficiência computacional, como, por exemplo, em estudos considerando os sistemas de geração e transmissão. Também, em sistemas com elevada penetração de energia de energia renovável, devido às correlações espaciais e/ou temporais, técnicas analíticas tornam-se praticamente inviáveis. Com o intuito de superar as limitações associadas à estratégia de avaliação do risco em sistemas desse tipo, propõe-se neste trabalho uma metodologia de avaliação que, em conjunto com os conceitos propostos pelo método PJM tradicional, pode ser utilizada como uma ferramenta de análise e dimensionamento dos níveis de reserva girante em sistemas genéricos.

O passo inicial no planejamento da operação no curto prazo consiste em despachar as unidades até que o nível de capacidade seja superior ao da carga prevista para o período. Este pro-

cedimento, denominado *Unit Commitment*, é, em essência, o processo de determinar o despacho das unidades considerando as características do sistema e suas restrições operativas [SF94]. O processo de seleção das unidades que serão disponibilizadas é realizado resolvendo um problema de otimização cujo objetivo é minimizar os custos operativos totais.

O pré-despacho pode ser formulado matematicamente como um problema de otimização, cuja solução pode ser obtida através de técnicas de programação linear (PL). Neste caso, a função objetivo representa os custos operativos. Estes devem ser minimizados considerando as diversas restrições do problema. Algumas dessas restrições consideradas na formulação matemática genérica são [SF94]: atendimento da demanda, limites de capacidade total e capacidades parciais, mínimo tempo de operação e de desligamento das máquinas, quantidade máxima de potência sincronizável, quantidade mínima de reserva, entre outros. As restrições do pré-despacho estão relacionadas também ao processo de ligamento, acionamento e sincronização das unidades [WW96].

A minimização dos custos de operação do sistema no pré-despacho garante que as máquinas que apresentam os menores custos marginais de operação sejam priorizadas. Desta forma, a seleção unidades de geração segue uma ordem de mérito. As máquinas com baixo custo são programadas para operar durante a maior parte do tempo enquanto que as de maior custo marginal são despachadas apenas quando necessário, por exemplo, durante picos de carga.

Matematicamente, é possível obter a ordem de mérito, simplificada para uma análise de curto prazo, resolvendo o problema de programação linear (PPL) representado na equação (2.60):

$$\min C(\mathbf{X}, \mathbf{G}, L) = \sum_{j=1}^{N_c} [n_j \times C_{O\&M_j} + n_k \times C_{R_j}] + C_{int} \quad (2.60)$$

$$C_{O\&M_j} = x_j \times C_j^{Prod} \times P_j$$

$$C_{R_j} = x_j \times C_j^R \times R_j$$

$$C_{int} = UC \times L^{shed}$$

$$L^{shed} = \sum_{j=1}^{N_{Bus}} L_j^{shed}$$

sujeito a:

$$\sum_{j=1}^{N_c} (x_j \times P_j - x_j \times R_j) = L^t$$

$$\sum_{j=1}^{N_c} x_j \times P_j^{max} = L^t + R^{static}$$

$$x_j \times P_j^{min} \leq P_i^t \leq x_j \times P_j^{max}$$

sendo t o tempo; L^t é Demanda no tempo t ; R_j^t é a reserva da j -ésima unidade no tempo t ; P_i^t é a potência da i -ésima unidade no tempo t ; x_j representa o estado da j -ésima unidade; L^{shed} é o montante de corte de carga; C_j^{Prod} é o custo de geração da j -ésima unidade; $C_{o\&m_i}$ é o custo de operação e manutenção da i -ésima unidade; C_{R_j} é o custo da oferta de reserva girante da j -ésima unidade; C_{int_i} é custo associado às interrupções. A três restrições do problema representado em (2.55) representam, respectivamente, a restrição de atendimento da demanda do curto prazo, restrição de máxima reserva de capacidade estática e restrição associadas aos limites máximos e mínimos de geração das unidades.

Uma vez obtida a configuração do sistema de geração que seja capaz de atender a demanda, o próximo passo do planejamento é dimensionar o montante de reserva necessário para satisfazer o critério de risco de perda de carga. Esta fase consiste, basicamente, em efetuar sucessivos incrementos de reserva e, a cada incremento realizado, executar uma nova avaliação do risco. Os incrementos de reserva são efetuados adicionando novas unidades de geração ao sistema.

Como são realizadas várias avaliações de confiabilidade é necessário que a ferramenta de análise seja extremamente eficiente de forma a obter o resultado em tempo hábil para o operador. É necessário também que essa eficiência seja mantida mesmo para cenários do sistema com diferentes quantidades de componentes, pois novos componentes são adicionados ao incrementar o nível de reserva.

Devido ao elevado número de estados necessários para a representação dos sistemas de potência, o uso de métodos de enumeração seria, do ponto de vista do tempo hábil de obtenção da solução do problema, proibitivo. Assim, a princípio, a ferramenta mais adequada para resolver este problema, dada a abrangência dimensional das análises, é a Simulação Monte Car-

lo. No entanto, devido à raridade dos eventos de falha em avaliações de curto prazo, o desempenho da SMC poderia ser prejudicado. Desta forma, com o intuito de manter a eficiência sem perder a flexibilidade do uso de uma ferramenta de simulação e observando o problema conjunto da elevada dimensionalidade em simultaneidade à raridade das falhas, a ferramenta a ser utilizada deve ser uma SMC-IS via método CE.

O algoritmo proposto para dimensionar a reserva girante é descrito nos passos a seguir.

Passo 1: Dado o sistema de geração composto por N_C estações geradoras. Cada estação composta por n_j unidades idênticas e independentes com capacidade C_j , taxa de saída forçada igual a ORR_j , e um nível de carga constante equivalente L , como representado na Figura 2.4, efetuar o pré-despacho para obter uma ordem de prioridades de despacho das unidades segundo o menor custo marginal de operação resolvendo o PPL representado em (2.60).

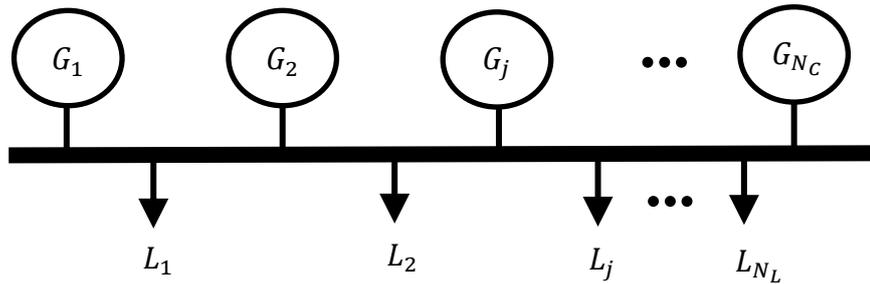


Figura 2.4: Representação do Sistema – Modelo Barra Única.

Passo 2: Definir o *Lead Time* T (e.g., 2 horas), determinar a taxa de saída forçada de cada unidade e definir a probabilidade de falha das unidades como sendo igual à respectiva ORR :

$$ORR_j \cong \lambda_j T \quad (2.61)$$

$$\mathbf{u} := [ORR_1, ORR_2, \dots, ORR_{N_C}] \quad (2.62)$$

$j = 1, 2, \dots, N_D$. N_D é o número de estações de geração incluídas inicialmente no pré-despacho;

- Passo 3: Inicializar o número global de iterações do processo de dimensionamento da reserva girante $N_R := 0$;
- Passo 4: Definir $\hat{\mathbf{v}}_0 := \mathbf{u}$, ou seja, $\hat{\mathbf{v}}_0$ será igual ao vetor de ORRs originais do sistema de geração; fazer $k := 1$ e iniciar o processo iterativo de otimização do vetor \mathbf{v} via método CE e atualizar o contador de iterações do processo de dimensionamento da reserva $N_R := N_R + 1$;
- Passo 5: Gerar N amostras aleatórias $\mathbf{X}_1, \mathbf{X}_2, \dots, \mathbf{X}_N$ de estados de geração, de acordo com a função massa de probabilidade $f(\cdot; \mathbf{n}, \hat{\mathbf{v}}_{k-1})$. Avaliar a função desempenho $S(\mathbf{X}_i)$ para todo \mathbf{X}_i de acordo com (2.45) e ordenar os resultados em ordem decrescente tal que $\mathbf{S} = [S_{[1]}, S_{[2]}, \dots, S_{[N]}]$ e $\mathbf{S}_{[1]} \geq \mathbf{S}_{[2]} \geq \dots \geq \mathbf{S}_{[N]}$;
- Passo 6: Determinar o nível de carga que será considerado na iteração k , \hat{L}_k . O valor de \hat{L}_k será tal que $\hat{L}_k := \mathbf{S}_{[(1-\rho)N]}$. Em que $(1-\rho)N$ é o valor do ponteiro r . \hat{L}_k será igual ao valor da r -ésima posição do vetor \mathbf{S} caso $\mathbf{S}_{[(1-\rho)N]} > L$. Se $\mathbf{S}_{[(1-\rho)N]} \leq L$, fazer $\hat{L}_k := L$;
- Passo 7: Avaliar a função teste $H(\mathbf{X}_i) = I_{\{S(\mathbf{X}_i) < \hat{L}_k\}}$ e a razão de verossimilhança $\mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \hat{\mathbf{v}}_{k-1})$ para todo \mathbf{X}_i de acordo com

$$\hat{\text{LOLP}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{X}_i) < L\}} \mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \mathbf{v}) \quad (2.63)$$

$$\mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \mathbf{v}) = \frac{f(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u})}{f(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{v})} = \frac{\prod_{j=1}^{N_C} (1-u_j)^{x_j} (u_j)^{n_j-x_j}}{\prod_{j=1}^{N_C} (1-v_j)^{x_j} (v_j)^{n_j-x_j}} \quad (2.64)$$

- Passo 8: Atualizar o vetor de parâmetros de referência $\hat{\mathbf{v}}_k$ segundo

$$\hat{v}_{k,j} = \hat{v}_{k,j} \alpha + \hat{v}_{k-1,j} (1-\alpha) \quad (2.65)$$

$$\hat{v}_{k,j} = 1 - \frac{1}{n_j} \left[\frac{\sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{X}_i) < \hat{L}_k\}} \mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \hat{v}_{k-1}) X_{ij}}{\sum_{i=1}^N I_{\{S(\mathbf{X}_i) < \hat{L}_k\}} \mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \hat{v}_{k-1})} \right]$$

com $j = 1, 2, \dots, N_C$. Utilizar $\alpha = 0,9999$;

Passo 9: Se $\hat{\gamma}_k = \gamma$, então é o fim do processo de otimização baseado no Método CE, fazer \mathbf{v}_{opt} igual \hat{v}_k e ir para o próximo passo. Senão, incrementar o contador de iterações $k := k + 1$ e voltar para o Passo 5;

Passo 10: Definir \mathbf{v}_{opt} como \hat{v}_k . Fazer o novo contador de iterações $N_1 := 0$;

Passo 11: Gerar uma amostra \mathbf{X}_{N_1} de acordo com a pmf $f(\bullet; \mathbf{u}, \hat{v}_k)$, fazer $N_1 := N_1 + 1$;

Passo 12: Avaliar as funções teste dos índices, a razão de verossimilhança $\mathbf{W}(\mathbf{X}_{N_1}; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \hat{v}_k)$ e o estimador não tendencioso para o índice de risco LOLP na iteração i :

$$\hat{\text{Risk}} = \frac{1}{N_1} \sum_{i=1}^{N_1} H_{\text{LOLP}}(\mathbf{X}_i) \mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \hat{v}_k) \quad (2.66)$$

Passo 13: Calcular o coeficiente de variação $\beta_{N_1}^{\text{LOLP}}$ utilizando a equação (2.26) e ir para o próximo passo se $\beta_{N_1}^{\text{LOLP}} \leq \beta_{\text{MAX}}$ ou $N_1 \geq N_{\text{MAX}}$. Caso contrário, volte para 10);

Passo 14: Atualizar montante de reserva da iteração conforme a equação (2.55) e verificar se o risco obtido é menor que o valor máximo aceitável

$$\hat{\text{Risk}} < \text{Risk}_{\text{max}} \quad (2.67)$$

Em caso afirmativo, definir o valor dimensionado da reserva girante para o sistema como sendo o valor obtido na iteração atual e parar a execução. Caso contrário, ir para o próximo passo;

Passo 15: Verificar se $N_D < N_C$, ou seja, o sistema ainda possui a capacidade estática que pode ser sincronizada para ser adicionada à parcela da reserva girante (se N_D é igual a N_C significa que toda a capacidade de geração do sistema já está sendo utilizada). Caso seja possível, incluir a próxima unidade, $N_D := N_D + 1$, e retornar para o passo 4. Caso contrário, informar que não foi possível atingir o critério de risco e interromper a execução.

Para facilitar a citação da metodologia descrita neste tópico será utilizada a sigla RACEMCS para denotar a estratégia de dimensionamento da reserva via Simulação Monte Carlo baseada no Método da Entropia Cruzada (*Reserve Assessment Based on Cross-Entropy Method and Monte Carlo Simulation*).

2.5. RESULTADOS

Composto de 32 unidades de geração, capacidade total de 3405 MW, e uma demanda durante o pico de carga anual de 2850 MW, o sistema IEEE-RTS79 [IEEE79] apresenta uma reserva de capacidade estática durante o pico de carga de 555 MW.

Na Tabela 2.1 pode-se observar o resultado, por iteração, do processo iterativo do algoritmo proposto. Três métodos de determinação do índice de risco foram testados: o método analítico, a SMC convencional e a SMC utilizando IS via método CE. Como se pode observar, foram obtidos valores equivalentes (valores muito próximos, dentro da região de confiança definida pelo coeficiente de variação especificado). Portanto, os resultados numéricos obtidos demonstram que é possível dimensionar probabilisticamente a reserva girante utilizando SMC via o método CE. Entre as vantagens de se utilizar esse tipo de abordagem estão a flexibilidade de representação das características reais sistema e a diminuição do esforço computacional.

Pode-se concluir que para um valor aceitável de risco igual 0,0001 o montante de reserva girante que deve ser disponibilizado para o operador do sistema é de 515,0 MW. Para este valor de reserva o risco de perda de carga do sistema obtido por meio de SMC-IS via Método CE é de aproximadamente $7,4 \times 10^{-5}$.

Na Tabela 2.2 mostra-se o número de simulações necessário para estimar o valor do risco de corte de carga por insuficiência de geração para cada iteração do processo de dimensionamento. É possível observar que em todos os casos o número de amostras necessárias pela SMC-IS é menor que o da respectiva SMC Convencional.

Tabela 2.1: Resultados do Processo Iterativo - Sistema IEEE-RTS79

| N_R | N_D | Geração Sinc. [MW] | Reserva Girante [MW] | Índice de Risco | | |
|-------|-------|--------------------|----------------------|----------------------|-----------------------------|------------------------------|
| | | | | PJM Método Analítico | SMC CONV. ($\beta = 1\%$) | SMC IS-MEC ($\beta = 1\%$) |
| 1 | 20 | 2965,0 | 115,0 | 0,019875 | 0,020055 | 0,020122 |
| 2 | 21 | 3065,0 | 215,0 | 0,005577 | 0,005644 | 0,005501 |
| 3 | 22 | 3165,0 | 315,0 | 0,005432 | 0,005377 | 0,005495 |
| 4 | 23 | 3265,0 | 415,0 | 0,000158 | 0,000158 | 0,000157 |
| 5 | 24 | 3277,0 | 427,0 | 0,000151 | 0,000153 | 0,000151 |
| 6 | 25 | 3289,0 | 439,0 | 0,000151 | 0,000150 | 0,000152 |
| 7 | 26 | 3301,0 | 451,0 | 0,000121 | 0,000120 | 0,000120 |
| 8 | 27 | 3313,0 | 463,0 | 0,000121 | 0,000120 | 0,000121 |
| 9 | 28 | 3325,0 | 475,0 | 0,000120 | 0,000120 | 0,000122 |
| 10 | 29 | 3345,0 | 495,0 | 0,000106 | 0,000106 | 0,000106 |
| 11 | 30 | 3365,0 | 515,0 | 0,000074 | 0,000076 | 0,000074 |

Ao todo, a avaliação com IS via CE utilizou aproximadamente $1,38 \times 10^6$ amostras enquanto a convencional usou aproximadamente $6,75 \times 10^8$, ou seja, com a utilização de IS via o método CE pode-se diminuir o numero total de simulações em fator de mais de 480 (em média). Define-se a grandeza RNS (Relação entre os Números de Simulações) como sendo igual à razão entre os números de amostras da SMC convencional e da SMC-IS via CE:

$$RNS = \frac{NS_{CONV}}{NS_{IS-CE}} \quad (2.68)$$

Na última coluna da Tabela 2.2 pode-se observar a RNS obtida em cada passo do processo iterativo do algoritmo RACEMCS. Esses resultados foram reproduzidos na Figura 2.5 onde é possível observar a variação da RNS e do montante de reserva girante em função do número

de unidades despachadas. Como discutido anteriormente, ao aumentar a quantidade de reserva girante os eventos de falha tornam-se mais raros e assim o desempenho da SMC pode ser prejudicado, como pode ser observado na terceira coluna da tabela. Isto não acontece com a SMC-IS que, como pode ser observado na quarta coluna da tabela, mantém uma relativa estabilidade no número de simulações.

Tabela 2.2: Números de Amostras de cada método e valor da RNS por Iteração

| N_D | Reserva Girante [MW] | SMC Conv. $\beta = 1\%$ | SMC-IS CE $\beta = 1\%$ | RNS |
|-------------------|----------------------|-------------------------|-------------------------|----------|
| 20 | 115,0 | 490000 | 96000 | 5,1042 |
| 21 | 215,0 | 1770000 | 124000 | 14,2742 |
| 22 | 315,0 | 1850000 | 94000 | 19,6809 |
| 23 | 415,0 | 63140000 | 125000 | 505,1200 |
| 24 | 427,0 | 65390926 | 126000 | 518,9756 |
| 25 | 439,0 | 66790000 | 126000 | 530,0794 |
| 26 | 451,0 | 83030000 | 125000 | 664,2400 |
| 27 | 463,0 | 83190000 | 137000 | 607,2263 |
| 28 | 475,0 | 83200000 | 125000 | 665,6000 |
| 29 | 495,0 | 94190878 | 123000 | 765,7795 |
| 30 | 515,0 | 131770654 | 184000 | 716,1449 |
| Total (Amostras): | | 674812458 | 1385000 | 487,2292 |

À medida que novas unidades vão sendo adicionadas, o montante de reserva girante é incrementado e os eventos de perda de carga vão tornando-se menos frequentes (mais raros). Assim, um número maior de amostras é usado na SMC Convencional para capturar o valor do risco dentro de um intervalo de confiança adequado.

Com o estimador através de IS é possível superar essa deficiência associada à estratégia de amostragem, por isso, como se pode observar no gráfico, a tendência é que a RNS da avaliação do risco via o método CE aumente com a diminuição do risco. É possível observar que o esforço computacional para avaliar o risco, em termo do número de amostras, é sempre menor para a SMC-IS.

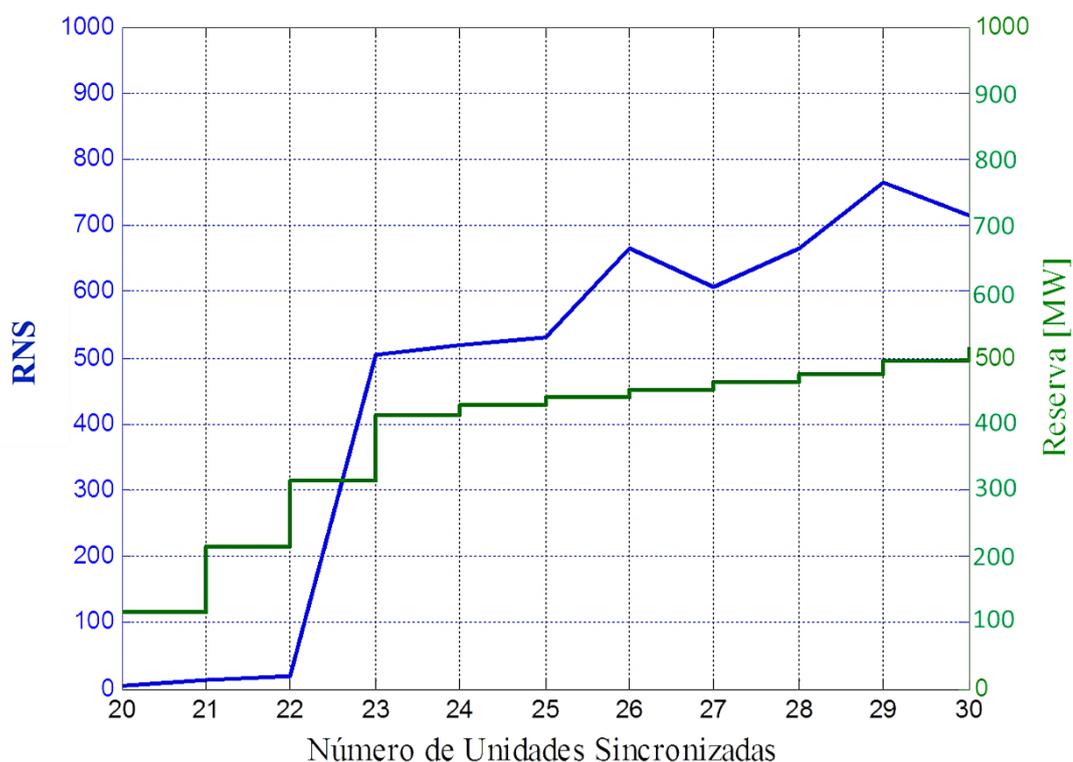


Figura 2.5: Ganho Computacional em função da Raridade dos Eventos.

2.6. CONCLUSÕES

O dimensionamento da reserva de potência de geração, seja a estática ou a operativa, é um aspecto importante a ser analisado pelos operadores e planejadores de sistemas elétricos de potência. Uma das parcelas importantes da reserva operativa é a girante, ou seja, a parcela que está sincronizada para suprir a demanda caso ocorra a saída inesperada de alguma unidade de geração.

A reserva girante, devido suas características específicas, é mais coerentemente dimensionada ao utilizar critérios probabilísticos (tal como o método PJM), pois os índices de risco, medidas quantitativas da confiabilidade do sistema, devem ser criteriosamente considerados.

Com o intuito de adequar a metodologia introduzida pelo método PJM à aplicação em sistemas com elevado número de estados, utilizou-se SMC-IS via método CE como ferramenta de avaliação do risco (Probabilidade de Perda de Carga ou LOLP). Os resultados obtidos demonstram que com a metodologia proposta é possível chegar aos mesmos resultados obtidos originalmente pelo método PJM. No entanto, devido à utilização de técnicas de SMC agregou-se flexibilidade e robustez na avaliação.

Ao utilizar SMC, cria-se uma variedade de novas aplicações no âmbito do dimensionamento da reserva, principalmente no sentido de analisar e modelar mais criteriosamente o sistema. Por exemplo, o modelo em barra única pode ser expandido para incluir a rede de transmissão e pode-se avaliar o risco em sistemas com elevada penetração de energia renovável.

Neste capítulo, apresentaram-se os conceitos básicos relacionados ao dimensionamento probabilístico da reserva girante de geração e propôs-se uma metodologia para sua determinação. O sistema de geração foi representado pelo modelo simplificado em barra única. No próximo capítulo, as ideias e conceitos apresentados sobre reserva operativa serão reutilizados e o método proposto será adaptado para considerar o sistema de transmissão na determinação do índice de risco. Será realizada uma análise do efeito da inclusão das características reais do sistema de transmissão no dimensionamento da reserva girante necessária para assegurar o grau de confiabilidade requerido pelo administrador do sistema.

CAPÍTULO 3

RESERVA OPERATIVA CONSIDERANDO RESTRICÇÕES DE TRANSMISSÃO

3.1. INTRODUÇÃO

No setor elétrico há um interesse crescente em refinar os métodos de alocação de recursos baseados em critérios de confiabilidade. Nesse sentido, os índices de confiabilidade da capacidade de geração fornecem informações importantes para o planejamento e operação dos sistemas. No entanto, esses índices não consideram as falhas no sistema de transmissão. O rápido crescimento dos sistemas e o aumento do número de interconexões levaram ao reconhecimento de que o sistema de transmissão desempenha um papel crítico na determinação da confiabilidade global do sistema [PP92, SMG95].

Em sistemas elétricos reais os componentes do sistema de transmissão falham e apresentam restrições devido aos seus limites operativos. Esse fato já é reconhecido em diversos estudos como, por exemplo, planejamento da reserva de capacidade estática [PMF99], análise de segurança [BK92, KB95], entre outras aplicações [EPRI87, EPRI90, PB92, SMG95]. Desta forma, a estratégia mais coerente para dimensionar a reserva girante sem desconsiderar os aspectos reais da operação é utilizar índices probabilísticos associados ao risco de perda de carga obtidos através da avaliação da confiabilidade da geração e transmissão, i.e., confiabilidade composta.

A inclusão das restrições de capacidade de transporte da transmissão torna a tarefa de avaliar a confiabilidade do sistema muito mais complexa. Na confiabilidade composta, a avaliação da adequação de um estado do sistema (i.e., o níveis de carga, de geração disponível e de circuitos operando) usualmente requer uma análise de fluxo de potência e a representação de ações corretivas, ao invés de simples comparações entre geração disponível e carga, como é feito no caso da confiabilidade de geração [PP92, G12, GLRS13].

Devido à representação da rede, a análise da confiabilidade composta requer maior custo computacional, uma vez que essa análise depende de fatores como as dimensões da rede e a raridade dos eventos. A avaliação de um elevado número de estados, especialmente em análises de confiabilidade de sistemas de grande porte, pode tornar-se extremamente cara (do ponto de vista do esforço computacional), inviável, ou mesmo impraticável [LRMM07]. No planejamento da operação a curto prazo, o tempo de execução de um algoritmo pode inclusive impedir a viabilidade de sua utilização, uma vez que os resultados devem ser obtidos em tempo hábil. Assim, é de extrema importância que os métodos desenvolvidos para avaliações nesse campo sejam computacionalmente eficientes.

Vários métodos têm sido propostos com o intuito de diminuir o esforço necessário nesse tipo de avaliação, esses métodos baseiam-se em técnicas que se concentram, essencialmente, em melhorar os algoritmos de análise de rede e diminuir o número de análises de adequação de estados, como em [PP92, LRMM07, OPC89]. Redução de Variância, Fluxo de Potência Ótimo via *Fuzzy* (*Fuzzy OPF*), Corte do Espaço de Estados (*State-space Pruning*) e Computação Distribuída são algumas das técnicas utilizadas nesse intuito [LRMM07].

Algumas técnicas baseiam-se também em métodos de busca inteligente através de uma população de amostras (*Population-Based Intelligence Search - PIS*) tais como Algoritmos Genéticos (*Genetic Algorithms - GA*), Otimização por Enxame de Partículas (*Particle Swarm Optimization - PSO*), PSO Evolutivo (*Evolutionary Particle Swarm Optimization - EPSO*), Otimização por Enxame de Partículas (*Ant Colony Optimization - ACO*) e Sistemas Imunológicos Artificiais (*Artificial Immune Systems - AIS*) [PJSS11]. Há ainda técnicas baseadas em Redes Neurais Artificiais (*Artificial Neural Networks - ANR*) [LRMM07] e várias outras metodologias que combinam essas técnicas com o intuito de aumentar a eficiência computacional. No entanto, apesar de todo o esforço aplicado em pesquisa nesse campo, reconhece-se que há ainda carências por métodos mais eficientes e precisos na avaliação da confiabilidade composta [PJSS11].

Em [GLRS13, G12] foi demonstrado, através de resultados práticos, que eficiência da avaliação da confiabilidade composta através de SMC pode ser substancialmente melhorada ao utilizar-se Amostragem por Importância baseada no método CE, principalmente em análises cujas probabilidades dos eventos de interesse são pequenas. Em estudos de curto-prazo, devido ao pequeno intervalo de tempo considerado, algumas configurações do sistema, tais como

aquelas com elevado montante de reserva, podem apresentar baixa probabilidade de falha, mesmo incluindo as falhas do sistema de transmissão na análise.

Apesar das dificuldades de avaliação que surgem ao considerar a composição geração-transmissão, a ocorrência de falhas no sistema de transmissão pode inviabilizar o atendimento da demanda mesmo em situações de disponibilidade de geração e de reserva, o que resulta em interrupção do suprimento e, conseqüentemente, impacta nos índices de confiabilidade (i.e., de risco). Portanto, deve-se considerar o efeito do sistema de transmissão em análises de dimensionamento e alocação da reserva operativa. Como a reserva girante é dimensionada preferivelmente por critérios probabilísticos, considerando índices de risco, as restrições do sistema de transmissão causam impacto em seu dimensionamento. Assim, é de extrema importância que o sistema de transmissão (capacidade e disponibilidade) seja considerado na determinação do risco de perda de carga.

Neste capítulo descreve-se o desenvolvimento de uma ferramenta para avaliação do risco probabilístico de não suprimento da demanda a curto prazo, com base na avaliação da confiabilidade composta, utilizando técnicas de simulação com uso de técnicas de redução de variância via método CE. A partir da qual, uma metodologia para o dimensionamento probabilístico da reserva girante é proposta.

3.2. CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

Apesar de sua complexidade e extensão, os sistemas elétricos de potência são compostos, essencialmente, pelos sistemas de geração, transmissão e distribuição [G88]. Esses sistemas são considerados as três zonas funcionais e, em avaliações de confiabilidade, podem ser combinados para compor Níveis Hierárquicos [B94, PB92].

Em análises de confiabilidade há, essencialmente, três principais níveis hierárquicos [B94] (um quarto nível, NH0 ou nível Energético é descrito em [LPS89]), como ilustrado na Figura 3.1. No Nível Hierárquico I (NHI) verifica-se se a capacidade de geração disponível é suficiente para atender a demanda. O sistema de transmissão e suas limitações em transportar a energia gerada à carga são desconsiderados. Os métodos de avaliação GCR, são baseados na

caracterização da distribuição de probabilidade da capacidade de geração disponível, que é então comparada à distribuição da carga a ser suprida. Alguns índices gerados, tal como o índice LOLP, e os métodos de avaliação GCR, bem como suas limitações, foram descritos no capítulo anterior.

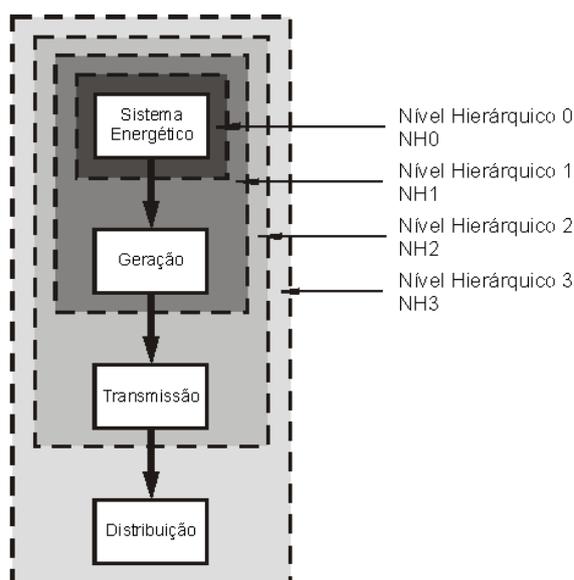


Figura 3.1: Níveis Hierárquicos e Zonas Funcionais.

Como citado anteriormente, o rápido crescimento dos sistemas e o aumento do número de interligações levou ao reconhecimento que o sistema de transmissão desempenha um papel crítico na confiabilidade global do sistema.

A confiabilidade de um sistema elétrico depende da configuração da rede, do grau de confiabilidade de cada componente e de suas condições. A garantia do fornecimento em uma determinada área de um sistema elétrico é função da disponibilidade dos diversos componentes da transmissão e da geração aos quais esta área está conectada, bem como dos equipamentos não diretamente conectados [MT68]. As falhas de equipamentos de uma área do sistema causam impacto em todo o sistema uma vez que, a princípio, todos os componentes, apesar de estarem em barramentos distintos, estão conectados através do sistema de transmissão. Em avaliações no Nível Hierárquico II, o modelo simples geração/carga é estendido para incluir as limitações da transmissão na análise. Análises de confiabilidade nesse nível são usualmente denominadas de Avaliação da Confiabilidade Composta [PB92].

A inclusão do sistema de transmissão torna a avaliação muito mais complexa, uma vez que a análise de cada configuração do sistema envolve a execução um algoritmo de análise de fluxo de potência; convencional ou ótimo. Além disso, dependendo das condições da rede, pode ser necessário que medidas corretivas, como redespacho ou corte de carga, sejam executadas. Isto dificulta ainda mais a análise. Apesar desses aspectos, é amplo o reconhecimento da necessidade e relevância desse tipo de análise [PB92]. Assim, o objetivo da análise da confiabilidade composta é avaliar se o sistema é capaz de atender a carga considerando a possibilidade de falhas na geração e na transmissão.

No Nível Hierárquico III as análises são realizadas considerando a junção das três zonas funcionais. Esse tipo de análise é também denominado de Avaliação da Confiabilidade Global. Trata-se de uma análise no nível do consumidor [BJ96]. Devido às dimensões e à complexidade do problema, o sistema de distribuição tem sido usualmente estudado de forma separada da geração e transmissão [PB92]. Usualmente considera-se o sistema de geração e transmissão representado por pontos de fornecimento com capacidades ilimitadas e totalmente confiáveis [G12].

3.2.1. Modelos de Rede

O sistema é composto de vários grupos de componentes, tais como geradores, cargas distribuídas nos diversos barramentos, transformadores, linhas de transmissão, etc. Cada um desses componentes pode ser representado por seu modelo em diagrama de estados, por exemplo, um modelo Markoviano. Um estado do sistema é uma combinação dos diversos estados dos componentes.

A avaliação da confiabilidade considerando a rede de transmissão segue os mesmos três passos básicos de um algoritmo de baseado em espaço de estados [PB92], como citados no capítulo anterior na avaliação da confiabilidade de geração. No entanto, ao considerar o sistema de transmissão, para a avaliação da adequação de um determinado estado do sistema é necessário o uso de uma ferramenta de análise de rede. Essa ferramenta pode ser um fluxo de potência linear ou um fluxo de potência AC, dependendo da representação da rede, se linear ou não-linear.

Basicamente, a análise de adequação consiste em verificar se as restrições operativas estão sendo satisfeitas e se necessário executar medidas corretivas para evitar o corte de carga, ou mesmo minimizá-lo [DB10]. Como, ao utilizar-se SMC, uma análise deve ser efetuada para cada simulação, o número de análises a ser realizado pode ser elevado. Desta forma, é necessário que o algoritmo de análise de rede seja extremamente eficiente, pois parte considerável do tempo total de simulação será dedicada a sua execução.

A rede elétrica pode ser representada através de um modelo AC ou um modelo linearizado, modelo DC. O modelo AC é capaz de representar aspectos relacionados tanto à potência ativa quanto à potência reativa. O modelo DC considera, essencialmente, aspectos relacionados à potência ativa. Apesar de o modelo AC proporcionar uma representação mais realística e precisa, o modelo DC continua ainda sendo muito utilizado em alguns tipos de estudo em que a relativa perda de exatidão é justificável pelo ganho computacional. A escolha do modelo trata-se, portanto, de um compromisso entre a exatidão requerida e o custo computacional necessário para obtê-la.

Em alguns casos o uso do modelo linear é justificável por não haver alternativa viável como, por exemplo, devido à inexistência ou inexatidão de dados relativos ao sistema de controle de reativos ou em aplicações que envolvem um expressivo volume de computação [SJA09]. Particularmente, este último exemplo é o que ocorre em aplicações de análise de confiabilidade envolvendo SMC, a cada iteração da simulação é necessário a execução de um novo fluxo de potência. O uso da representação AC pode tornar-se inviável em termos práticos devido ao esforço computacional para executar o algoritmo iterativo de resolução do fluxo não-linear e à dificuldade de representar o mecanismo de controle de reativos.

O fluxo de potência linear, ou fluxo DC (*DC Power Flow*), é tanto analiticamente quanto computacionalmente atrativo, principalmente por apresentar características tais como linearidade, simplicidade e bilateralidade (Potência Ativa – Ângulo, $P\theta$). Algumas das vantagens da representação linearizada da rede são [SJA09]: A solução obtida é não-iterativa, confiável e única; Os métodos e softwares relacionados são simples; os modelos são eficientemente otimizáveis, particularmente em análise de contingências; a quantidade de dados da rede necessária para obter a solução é reduzida; os valores dos fluxos, em MW, obtidos na solução apresentam, com algumas ressalvas, precisão razoável.

3.2.2. Fluxo de Potência Linear

O fluxo de potencia linear é baseado no acoplamento entre a potência ativa injetada nas barras e os ângulos das tensões nodais e permite estimar o valor das grandezas elétricas do sistema a um baixo custo computacional e, para sistemas de transmissão, com uma relativa precisão [M83]. Esta ferramenta é particularmente útil na avaliação da confiabilidade via simulação uma vez que neste tipo de análise vários fluxos devem ser executados a cada alteração da rede no decorrer das iterações do processo computacional.

A formulação básica do método é baseada na linearização das equações dos fluxos entre as barras em torno de pequenas variações dos ângulos das tensões nodais. Considere o fluxo de potência entre as barras k e m , P_{km} , como dado pela equação representativa do modelo AC:

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (3.1)$$

A linearização é realizada desconsiderando as perdas de potência de potência ativa — (3.2), aproximando as funções trigonométricas através de sua expansão em série de Taylor — (3.3), considerando as tensões unitárias — (3.4), e desprezando a resistência série no cálculo da susceptância série da linha — (3.5) [SJA09, M83]:

$$g_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km}) = 0 \quad \rightarrow P_{km} = P_{mk} = -V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (3.2)$$

$$\cos \theta_{km} \cong 1 \text{ e } \sin \theta_{km} \cong \theta_{km} \quad \rightarrow P_{km} = -V_k V_m b_{km} \theta_{km} \quad (3.3)$$

$$V_k, V_m \cong 1 \quad \rightarrow P_{km} = -b_{km} \theta_{km} \quad (3.4)$$

$$b_{km} \cong -1/x_{km} \quad \rightarrow P_{km} = \theta_{km}/x_{km} \quad (3.5)$$

Assim, através das aproximações anteriormente descritas, o modelo linear da rede pode ser representado matricialmente por meio da equação (3.6):

$$\mathbf{P} = \mathbf{B}'\boldsymbol{\theta} \quad (3.6)$$

$$\mathbf{P} = [P_1, P_2, \dots, P_j, P_{N_{Bus}-1}]^T \text{ é o vetor de injeções líquidas de potência ativa;} \quad (3.7)$$

$$\boldsymbol{\theta} = [\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_j, \theta_{N_{Bus}-1}]^T \text{ é o vetor de ângulos das tensões nodais;} \quad (3.8)$$

\mathbf{B}' é uma matriz do tipo admitância nodal com as seguintes leis de formação (para evitar a singularidade da matriz \mathbf{B}' exclui-se a linha e a coluna da matriz relativa à barra de referência):

$$\begin{aligned} B'_{km} &= -x_{km}^{-1} \\ B'_{kk} &= \sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1} \end{aligned} \quad (3.9)$$

$$P_j = \sum_{m=1}^{N_b} P_{jm} = \sum_{m=1}^{N_b} b_{jm} \theta_{jm} \text{ é injeção de potência na } j\text{-ésima barra.} \quad (3.10)$$

Com o intuito de aumentar a precisão, ao vetor \mathbf{P} podem ser adicionadas parcelas relacionadas às perdas nos ramos série, P_L , e em derivação P_S , calculadas para algum ponto de operação de interesse e distribuídas pelos barramentos [SJA09]:

$$\mathbf{P} - \mathbf{P}_L - \mathbf{P}_S = \mathbf{B}' \boldsymbol{\theta} \quad (3.11)$$

Uma vez obtido os ângulo nodais através de (3.6), os fluxos podem ser encontrados através da equação (3.5). Com o resultado é possível verificar se houve alguma sobrecarga em algum circuito testando a seguinte condição:

$$|f_j| = P_{km} = |\theta_{km}/x_{km}| \leq f_{j_{max}} \quad (3.12)$$

para todos os circuitos ($j = 1, 2, \dots, N_L$), $f_{j_{max}}$ é a máxima capacidade de transporte de fluxo do j -ésimo circuito. Caso alguma restrição tenha sido violada, é necessário adotar uma medida corretiva. Para isso, executa-se um OPF, como será discutido no próximo tópico.

Uma dos aspectos importantes do fluxo DC é a inicialização das variáveis. Dadas as injeções de potência ativa nos barramentos, os ângulos nodais são obtidos por (3.6), e vice-versa. Por isso, diferentemente do fluxo AC em que as injeções em alguns tipos de barramento fazem parte do resultado, é importante que as injeções sejam determinadas previamente. Usualmente, as injeções de potência são obtidas de um fluxo AC previamente resolvido, sendo tal abordagem denominada *Hot-Start*. Quando uma inicialização AC não estiver disponível, seja de

vido à ausência de dados de perfis de tensão/Var ou, por exemplo, em alguns problemas de *Unit Commitment* com restrições de segurança, o modelo DC deve ser construído no modo *Cold-Start* [SJA09].

Pelas razões discutidas, em análises de confiabilidade é comum a utilização de algoritmos de fluxo de potência linear. Neste trabalho utilizou-se a representação linear da rede. O fluxo DC foi utilizado como uma ferramenta de primeira análise de adequação das diversas configurações simuladas da rede. As injeções de potência da inicialização do modelo são obtidas através da execução de algoritmo de fluxo de potência ótimo linear, executado para o caso base (caso em que não há contingências).

3.2.3. Fluxo de Potência Ótimo (FPO)

Em análises de confiabilidade composta, pode-se utilizar o FPO como uma ferramenta de análise da pós-contingência, com o intuito de efetuar medidas corretivas. Basicamente, dado um estado da rede em que houve a saída de um ou mais componentes, o objetivo é encontrar um novo ponto de operação que satisfaça todas as restrições. No modelo de fluxo de potência linear, as medidas corretivas são essencialmente o redespacho de geração e o corte de carga. Usualmente, para encontrar um novo ponto de operação realiza-se o redespacho da geração. Caso haja insuficiência de geração o corte de carga deve ser minimizado [PB92].

Uma política de corte de carga é uma regra segundo a qual se determina em quais os barramentos a carga deve ser cortada [G12]. Há várias políticas de corte de carga e sabe-se que dependendo da estratégia adotada os índices de confiabilidade por barra são fortemente influenciados. No entanto, grande parte dos índices globais para o sistema tende a não depender da política de corte de carga adotada [R06].

Fluxo de Potência Ótimo ou OPF (*Optimal Power Flow*) é um termo genérico para descrever uma ampla classe de problemas nos quais se procura otimizar uma função objetivo específica, satisfazendo um conjunto de restrições relacionados às particularidades físicas e operativas da rede elétrica [MEA99]. O problema de fluxo de potência ótimo linear tem aplicações em diversos problemas de análise e operação de sistemas de potência, tais como despacho econômico, análise de segurança, planejamento da expansão da geração e transmissão, entre outros.

Devido à sua simplicidade, à eficiência computacional e ao grau satisfatório de precisão dos resultados, utiliza-se a representação linearizada do fluxo de potência para determinar o estado da rede e o impacto das falhas no sistema de transmissão na avaliação da confiabilidade do sistema.

O objetivo do FPO ou OPF é otimizar o ponto de operação do sistema elétrico. Assim, o algoritmo escolhe entre as infinitas condições operativas possíveis, uma que otimize o critério escolhido. Este critério pode ser, por exemplo, fornecer o ponto de operação mais econômico, minimização do corte de carga, mínima perda de potência ativa nas linhas, mínimo desvio de um ponto de operação específico, etc. No caso da representação linearizada, a ação corretiva através de um OPF é geralmente formulada como um problema de programação linear, PL, na forma padrão que consiste em minimizar uma função objetivo sujeita a restrições de igualdade e de desigualdade:

$$\min: \quad z = \sum_{j=1}^{N_{Bus}} (C_{O\&M} + C_{shed_j} \times r_j) \quad (3.13)$$

s. a.:

$$\mathbf{B}'\boldsymbol{\theta} + \mathbf{g} + \mathbf{r} = \mathbf{d} \quad (3.14)$$

$$\mathbf{g}_{min} \leq \mathbf{g} \leq \mathbf{g}_{max} \quad (3.15)$$

$$|\mathbf{f}| \leq \mathbf{f}_{max} \quad (3.16)$$

$$\mathbf{r} \leq \mathbf{d} \quad (3.17)$$

onde z é a função objetivo que representa a minimização do custo, composto pelo custo de operação e manutenção e do corte de carga; $\mathbf{r} = [r_1, r_2, \dots, r_j, r_{N_{Bus}}]^T$ é o vetor de corte de carga por barra; r_j é o corte de carga na j -ésima barra; C_{shed_j} é o custo do corte de carga na j -ésima barra; $\mathbf{g} = [g_1, g_2, \dots, g_j, g_{N_{Bus}}]^T$ é o vetor de geração por barra; $\mathbf{d} = [d_1, d_2, \dots, d_j, d_{N_{Bus}}]^T$ é o vetor de demanda por barra; $\boldsymbol{\theta}$ é o vetor de ângulos das tensões nodais, como definido em (3.8); \mathbf{B}' é uma matriz nodal de susceptância, como definido em (3.9); \mathbf{g}_{max} e \mathbf{g}_{min} são os vetores de capacidades máxima e mínima de geração por barra; $\mathbf{f} = [f_1, f_2, \dots, f_j, f_{N_L}]^T$ é o vetor de fluxos nos circuitos, em que N_L é o número de circuitos do sistema; \mathbf{f}_{max} é o vetor de máxima capacidade de fluxo por circuito.

O problema representado em (3.13) pode ser resolvido utilizando um algoritmo de programação linear, tal como o método Dual-Simplex, modificado para explorar características de esparsidade e com o uso de uma base reduzida [PB92].

Uma das formas de implementar uma base reduzida, tal como proposto em [R06], consiste em resolver o sistema desconsiderando inicialmente parte as restrições representadas em (3.16). Ao desconsiderar parte das restrições o problema de otimização pode ser resolvido mais rapidamente, pois sua dimensão é menor. Após a obtenção dos resultados, a solução obtida é verificada e caso haja alguma restrição ativa, um fluxo próximo à capacidade máxima, a restrição relativa ao fluxo máximo naquele circuito é adicionada e o problema é resolvido novamente. Os resultados obtidos em [R06] mostram que, dependendo do circuito, pode-se obter um melhor desempenho computacional ao adotar tal metodologia.

Um problema adicional que surge ao usar o OPF como medida corretiva é a forma com que é realizado o redespacho quando a contingência é a sobrecarga em uma linhas de transmissão. Neste caso, o corte de carga deve ser feito localmente [G12]. Ao resolver o problema proposto em (3.13) com sobrecarga em um circuito, o algoritmo de otimização tenta redespachar tantas máquinas quanto forem necessárias para evitar o corte de carga. No entanto, em sistemas reais, por razões práticas, pode ser impossível ou muito caro para o operador fazer todos esses ajustes nas diversas unidades de geração. Assim, uma das preocupações que surge ao usar OPF como medida corretiva é representar de forma apropriada o redespacho da geração [PB92].

Nos casos de impraticidade do redespacho, como na operação a curto prazo, a solução pode ser o corte de carga no circuito em sobrecarga. Matematicamente, pode-se fazer o algoritmo convergir para uma solução deste tipo adicionando uma restrição tal que o montante de carga seja no mínimo igual ao fluxo adicional que ultrapassa o máximo suportável pelo circuito:

$$\sum_{j=1}^{N_{Bus}} r_j \geq \sum_{j=1}^{N_L} (|f_j| - f_{max_j}) \quad (3.18)$$

A equação (3.18) é então adicionada ao conjunto de restrições do problema original. Essa restrição representa basicamente que, em casos de sobrecarga de linhas de transmissão, o corte de carga total deve ser no mínimo igual ao montante total da sobrecarga.

3.3. AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE COMPOSTA VIA O MÉTODO DA ENTROPIA CRUZADA

Ao considerar o sistema de transmissão, os conceitos desenvolvidos sobre a aplicação do método CE devem ser estendidos para tratar o problema da confiabilidade composta. Deve-se considerar o comportamento estocástico tanto das unidades de geração quanto do sistema de transmissão, representado pelas linhas de transmissão.

Assim como as unidades de geração foram representadas por um vetor de variáveis aleatórias com distribuição Binomial, as linhas de transmissão podem ser modeladas por um vetor de variáveis aleatórias com distribuição de Bernoulli. Se $\mathbf{X}_T = [x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_{N_L}]$ é um vetor de variáveis aleatórias discretas que segue uma distribuição de Bernoulli, ou seja, os valores assumidos pelos seus elementos apresentam, em um dado experimento, probabilidade de sucesso u e probabilidade de falha v , então, a função massa de probabilidade para um determinado elemento de \mathbf{X}_T será $f(x, v) = (1 - v)^x v^{1-x}$. Para essa distribuição, que é utilizada para representar o comportamento estocástico de sucesso ou falha de uma única linha de transmissão, o vetor de indisponibilidades distorcidas, \mathbf{v} , pode ser obtido, via método CE, para um parâmetro ω qualquer, por [HNKK05]:

$$v_j = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N I_{\{S(X) \geq \gamma\}} W(\mathbf{X}_i, \mathbf{u}, \omega) X_{ij}}{I_{\{S(X) \geq \gamma\}} W(\mathbf{X}_i, \mathbf{u}, \omega)} \quad (3.19)$$

O vetor $\mathbf{X}_i = [\mathbf{X}_G, \mathbf{X}_T]$, que representa o i -ésimo estado do sistema, é composto pelos estados tanto das unidades de geração (agora representada por \mathbf{X}_G) quanto pelos estados das linhas de transmissão, \mathbf{X}_T . O vetor $\mathbf{u} = [\mathbf{u}_G, \mathbf{u}_T]$ é o vetor de indisponibilidades originais, composto pelas indisponibilidades dos componentes da geração, $\mathbf{u}_G = [u_{G_1}, u_{G_2}, \dots, u_{G_j}, \dots, u_{G_{N_G}}]$, e da transmissão, $\mathbf{u}_T = [u_{T_1}, u_{T_2}, \dots, u_{T_j}, \dots, u_{T_{N_L}}]$.

As razões de verossimilhança da geração, $\mathbf{W}_G(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \mathbf{v})$, e da transmissão, $\mathbf{W}_T(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \mathbf{v})$, são:

$$\mathbf{W}_G(\mathbf{X}_{G_i}; \mathbf{n}_G, \mathbf{u}_G, \mathbf{v}_G) = \frac{f(\mathbf{X}_{G_i}; \mathbf{n}_G, \mathbf{u}_G)}{f(\mathbf{X}_{G_i}; \mathbf{n}_G, \mathbf{v}_G)} = \frac{\prod_{j=1}^{N_G} (1 - u_{G_j})^{x_{G_j}} (u_{G_j})^{n_{G_j} - x_{G_j}}}{\prod_{j=1}^{N_G} (1 - v_{G_j})^{x_{G_j}} (v_{G_j})^{n_{G_j} - x_{G_j}}} \quad (3.20)$$

$$\mathbf{W}_T(\mathbf{X}_{T_i}, \mathbf{u}_T, \mathbf{v}_T) = \frac{f(\mathbf{X}_{T_i}; \mathbf{u}_T)}{f(\mathbf{X}_{T_i}; \mathbf{v}_T)} = \frac{\prod_{j=1}^{N_L} (1 - u_{T_j})^{x_{T_j}} (u_{T_j})^{1 - x_{T_j}}}{\prod_{j=1}^{N_L} (1 - v_{T_j})^{x_{T_j}} (v_{T_j})^{1 - x_{T_j}}} \quad (3.21)$$

E a razão de verossimilhança composta pode ser obtida por [GLRS13],

$$\mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \mathbf{v}) = \mathbf{W}_G(\mathbf{X}_{G_i}; \mathbf{n}_G, \mathbf{u}_G, \mathbf{v}_G) \mathbf{W}_T(\mathbf{X}_{T_i}, \mathbf{u}_T, \mathbf{v}_T) \quad (3.22)$$

Utilizando amostragem por importância, os índices de risco em confiabilidade composta podem ser obtidos por meio do estimador não-tendencioso:

$$\hat{E}_v[H_I] = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H(\mathbf{X}_i) \mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \mathbf{v}) \quad (3.23)$$

O método CE é então utilizado para determinar, através de um algoritmo iterativo adaptativo, o vetor de indisponibilidades ótimo, isto é, aquele cuja distância estatística entre as duas funções massa de probabilidade, $f(\cdot; \mathbf{u})$ e $f(\cdot; \mathbf{v})$, é mínima [GLRS13], através de (3.19):

$$\hat{v}_{T_{k,j}} = \alpha \left(1 - \frac{\sum_{i=1}^N H(\mathbf{X}_i) \mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \hat{\mathbf{v}}_{k-1}) X_{T_{ij}}}{\sum_{i=1}^N H(\mathbf{X}_i) \mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \hat{\mathbf{v}}_{k-1})} \right) + (1 - \alpha) \hat{v}_{T_{k-1,j}} \quad (3.24)$$

para $j = 1, 2, \dots, N_L$.

A função desempenho, utilizada para classificar os estados amostrados na k -ésima iteração de acordo com sua importância, é também modificada para considerar os cortes de carga. Caso não haja corte carga na amostra, a função desempenho é a própria capacidade de geração disponível, caso contrário, a função desempenho é a diferença entre a carga máxima e o corte de carga total (somatório dos cortes em todos os barramentos):

$$S(\mathbf{X}_k) = \begin{cases} \mathbf{X}_k \mathbf{C}^T & \text{se } \sum_{j=1}^{N_{BUS}} L_{SHED_j} = 0 \\ L_{MAX} - \sum_{j=1}^{N_{BUS}} L_{SHED_j} & \text{se } \sum_{j=1}^{N_{BUS}} L_{SHED_j} \neq 0 \end{cases} \quad (3.25)$$

O algoritmo de otimização adaptativa dos parâmetros dos sistemas de geração e transmissão via método CE é obtido alterando o algoritmo proposto anteriormente para distorção das indisponibilidades do sistema de geração. Nesta nova implementação, incluem-se os conceitos generalizados descritos neste tópico, conforme desenvolvidos em [GLRS13, G12].

Basicamente, o método CE é utilizado com o intuito de obter uma distorção ótima para as indisponibilidades dos equipamentos. Uma vez obtidas estas distorções, os índices de confiabilidade tradicionais do sistema podem ser determinados utilizando uma SMC não-sequencial baseada em amostragem por importância (IS). Ao otimizar a distorção, incentiva-se a amostragem dos eventos mais significativos para a falha do sistema, reduz-se a variância dos estimador e, conseqüentemente, o esforço computacional para avaliação do risco.

Em [GLRS13] os conceitos do método CE são aplicados em conjunto com uma técnica de Redução de Variância usando Amostragem por Importância para aumentar a eficiência computacional de uma SMC não-sequencial. Neste artigo, avaliou-se a confiabilidade composta de alguns sistemas testes. Os resultados obtidos demonstraram que é possível obter ganhos expressivos tanto em termos de redução do tempo de simulação quanto do estreitamento do intervalo de confiança (redução da incerteza da estimação do índice).

3.4. AVALIAÇÃO DA RESERVA GIRANTE CONSIDERANDO RESTRIÇÕES DE TRANSMISSÃO

No capítulo anterior a reserva girante foi dimensionada desconsiderando as restrições de transmissão, a partir de um modelo “barra única” em que todos os gerados e cargas estavam conectados. Em relação ao tradicional método PJM, uma metodologia mais generalista de avaliação do risco foi descrita ao utilizar técnicas de simulação Monte Carlo. O método CE foi aplicado à SMC-IS para a avaliação do índice probabilístico de risco de perda de carga.

Três metodologias foram comparadas, o método PJM, avaliação via MCS e o método RACEMCS, o montante de reserva requerido foi equivalente para as três metodologias.

Como tem sido enfatizado, o sistema de transmissão desempenha um papel cada vez mais crítico e fundamental na confiabilidade da operação dos sistemas elétricos de potência [IEA05]. Desta forma, o objetivo deste tópico é adaptar a metodologia já proposta anteriormente, RACEMCS, para avaliar o índice de risco considerando o sistema de transmissão na análise.

A definição do risco pode ser reformulada de acordo com,

$$\text{Risk}(G, T) = P\{R(G^{spin}, C^{trans}, L, t) = G^{spin}(C_G, \lambda_G, C_T, \lambda_T, t) - L(t, \delta) < 0\}, \quad (3.26)$$

ou seja, o risco de perda de carga, função da composição entre Geração e Transmissão, é a probabilidade, em um instante t , de a reserva girante ser negativa. Além disso, o montante de reserva R é uma variável aleatória relacionada ao nível de geração sincronizada (e que possa ser fornecida pela rede com capacidade, C^{trans} , limitada) e da carga L .

O nível de geração sincronizada e pronta a ser entregue depende das características dos sistemas de geração e transmissão, tais como as respectivas capacidades e taxas de falha. Uma vez definido o risco, o problema consiste em, dados os recursos disponíveis ao operador em termos de capacidade de geração, atender ao critério de risco,

$$\hat{\text{Risk}}(G, T) < \text{Risk}_{\max} \quad (3.27)$$

onde $\hat{\text{Risk}}(G, T)$ é risco estimado considerando a confiabilidade composta de uma dada configuração dos sistemas de Geração e Transmissão e da carga momentânea.

O algoritmo proposto para avaliar o risco através de SMC-IS via o método CE e dimensionar a reserva girante considerando as restrições do sistema de transmissão é descrito nos passos a seguir:

Passo 1: Dado o sistema com N_{Bus} barramentos, composto por N_C estações geradoras e N_L linhas de transmissão, como apresentado na Figura 3.2 O nível de carga em cada barramento, L_j , pode ser considerado constante, pois apenas um curto prazo é considerado na análise. Cada estação composta por n_j unidades idênticas e independentes com capacidade C_{G_j} e Taxa de Falha igual a λ_{G_j} . Cada linha de transmissão com capacidade de transmissão igual a C_{T_j} e Taxa de Falha igual a λ_{T_j} . Carregar os dados determinísticos e estocásticos do sistema.

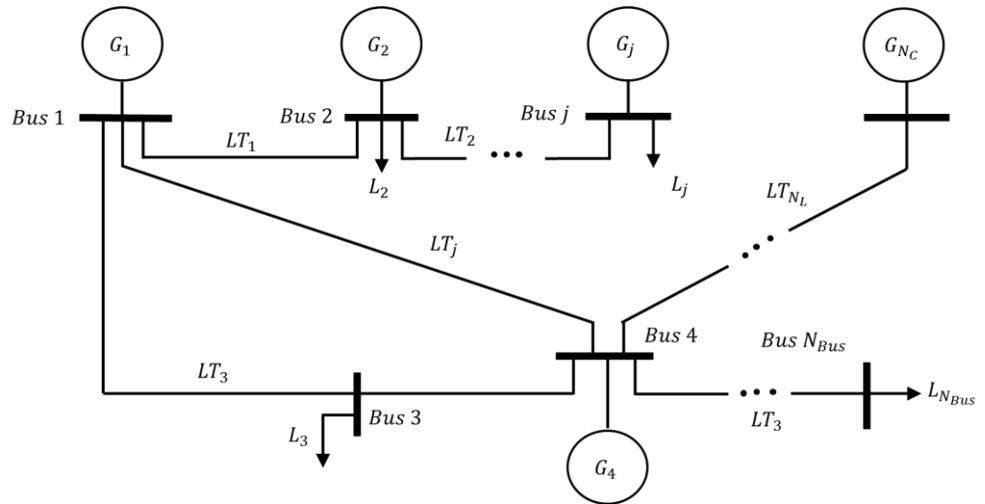


Figura 3.2: Sistema – Geração, Transmissão e Carga.

Definir o tempo de processamento, *Lead Time* t (e.g., 2 horas). Durante esse intervalo, considera-se que não será possível incluir novas máquinas nem reparar máquinas que venham a sair de operação. Também não será possível reparar eventuais linhas de transmissão que possam eventualmente falhar durante o intervalo. O operador deve se programar, no início deste intervalo, considerando essas limitações do sistema. Assim, o nível de reserva deve ser adequadamente dimensionado de forma a prover uma margem de segurança e possibilitar a execução de medidas operativas de controle.

Determinar a taxa de substituição de cada unidade dos grupos de estações geradoras:

$$ORR_{G_j} \cong \lambda_{G_j} t \quad \text{para } j = 1, 2, \dots, N_C \quad (3.28)$$

e definir a probabilidade de falha de cada unidade como sendo igual à respectiva ORR_{G_j} :

$$\mathbf{u}_G = [ORR_{G_1}, ORR_{G_2}, \dots, ORR_{G_j}, \dots, ORR_{G_{N_G}}]. \quad (3.29)$$

Determinar também a taxa de substituição de cada linha de transmissão

$$ORR_{T_j} \cong \lambda_{T_j} t \quad \text{para } j = 1, 2, \dots, N_L \quad (3.30)$$

e definir a probabilidade de falha de cada LT como sendo igual à respectiva ORR_{T_j} ,

$$\mathbf{u}_T = [ORR_{T_1}, ORR_{T_2}, \dots, ORR_{T_j}, \dots, ORR_{T_{N_L}}]. \quad (3.31)$$

Obter a ordem de prioridades de despacho das unidades de geração segundo o menor custo marginal de operação resolvendo o PPL definido em (2.60).

Por fim, inicializar o contador global de iterações do processo de dimensionamento da reserva girante, $N_R := 0$;

Passo 2: Atualizar o contador global de iterações do processo de dimensionamento da reserva, $N_R := N_R + 1$;

Passo 3: Este passo consiste em obter o vetor de parâmetros distorcidos executando o processo de otimização estocástica via o método CE. Fazer $k := 1$, definir $\hat{\mathbf{v}}_0 := \mathbf{u}$, ou seja, $\hat{\mathbf{v}}_0$ será igual ao vetor de ORRs originais do sistema, onde $\mathbf{u} = [\mathbf{u}_G, \mathbf{u}_T]$; e iniciar o processo iterativo de distorção do vetor \mathbf{v} :

3.1) Gerar N amostras aleatórias $\mathbf{X}_1, \mathbf{X}_2, \dots, \mathbf{X}_N$ de estados de geração, de acordo com a função massa de probabilidade $f(\bullet; \mathbf{n}, \hat{\mathbf{v}}_{k-1})$;

3.2) Avaliar a adequação das N amostras geradas. Neste passo é necessário verificar a adequação de cada estado gerado, para isso é necessário executar um algoritmo

mo de análise de rede, pois a rede de transmissão, diferente da abordagem tradicional, está sendo considerada. Para cada amostra gerada, executar um fluxo DC linear, como descrito em (3.6), obter os ângulos nas barras e verificar se houve sobrecarga, utilizando (3.12). Caso não haja violação ativa, pular o próximo subpasso. Senão, adotar medida corretiva por meio da execução do próximo subpasso;

3.3) Executar o OPF descrito em (3.13). Se a política de corte de carga não permitir a realização do redespacho de geração, incluir a restrição descrita em (3.18);

3.4) Avaliar a função desempenho $S(\mathbf{X}_i)$ para todo \mathbf{X}_i , como definida anteriormente, de acordo com,

$$S(\mathbf{X}_k) = \begin{cases} \mathbf{X}_k \mathbf{C}^T & \text{se } \sum_{j=1}^{N_{Bus}} L_{SHED_j} = 0 \\ L_{MAX} - \sum_{j=1}^{N_{Bus}} L_{SHED_j} & \text{se } \sum_{j=1}^{N_{Bus}} L_{SHED_j} \neq 0 \end{cases} \quad (3.32)$$

e ordenar os resultados em ordem decrescente tal que $\mathbf{S}=[S_{[1]}, S_{[2]}, \dots, S_{[N]}]$ e $S_{[1]} \geq S_{[2]} \geq \dots \geq S_{[N]}$.

3.5) Determinar o nível de carga que será considerado na iteração k , \hat{L}_k . O valor de \hat{L}_k será tal que $\hat{L}_k := S_{[(1-\rho)N]}$. Em que $(1-\rho)N$ é o valor do ponteiro r . \hat{L}_k será igual ao valor na r -ésima posição do vetor \mathbf{S} caso $S_{[(1-\rho)N]} > L$. Se $S_{[(1-\rho)N]} \leq L$, fazer $\hat{L}_k := L$;

3.6) Avaliar a razão de verossimilhança, da k -ésima iteração, para a geração, $\mathbf{W}_{G,k}(\mathbf{X}_G; \mathbf{n}_G, \mathbf{u}_G, \mathbf{v}_{G,k-1})$, para a transmissão, $\mathbf{W}_{T,k}(\mathbf{X}_T; \mathbf{u}_T, \mathbf{v}_{T,k-1})$, e, finalmente, para o sistema, $\mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \hat{\mathbf{v}}_{k-1})$, segundo as equações (3.20), (3.21) e (3.22);

3.7) Avaliar a função teste $H(\mathbf{X}_i) = I_{\{S(\mathbf{X}_i) < \hat{L}_k\}}$ para todo \mathbf{X}_i e atualizar o vetor de parâmetros de referência da k -ésima iteração para a geração, $\hat{\mathbf{v}}_{G,k}$, conforme defi-

nido no capítulo anterior pela equação (2.65), e para a transmissão, $\hat{\mathbf{v}}_{T,k}$, conforme (3.24). Obter o vetor para o sistema como $\hat{\mathbf{v}}_k = [\hat{\mathbf{v}}_{G,k}, \hat{\mathbf{v}}_{T,k}]$;

3.8) Se $\hat{\gamma}_k = \gamma$, então é o fim do processo de otimização baseado no Método CE, ir para o próximo passo. Senão, incrementar o contador de iterações $k := k + 1$ e voltar para o subpasso 3.1;

Passo 4: Este passo consiste em executar uma SMC-IS para avaliar o risco. O vetor $\hat{\mathbf{v}}_K$ é o vetor de parâmetros ótimos, onde K foi a última iteração do processo de otimização baseado no método CE. Iniciar a SMC-IS utilizando o vetor de parâmetros ótimos determinados. Fazer o contador de iterações da SMC-IS igual a zero, $N_1 := 0$;

4.1) Fazer $N_1 := N_1 + 1$. Gerar uma amostra \mathbf{X}_i de acordo com a pmf $f(\bullet; \mathbf{n}, \hat{\mathbf{v}}_K)$;

4.2) Avaliar a adequação do estado \mathbf{X}_i . Para isso, executar um fluxo DC. Verificar se há violações ativas. Se nenhuma restrição operativa foi violada pular o próximo subpasso;

4.3) Executar medida corretiva executando o algoritmo de FPO e classificar o estado do sistema;

4.4) De acordo com o resultado da análise de rede determinar $H_{\text{LOLP}}(\mathbf{X}_i)$, a razão de verossimilhança $\mathbf{W}(\mathbf{X}_{N_1}; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \hat{\mathbf{v}}_K)$ e o estimar o risco através do estimador não tendencioso para o índice LOLP:

$$\hat{\text{Risk}} = \frac{1}{N_1} \sum_{i=1}^{N_1} H_{\text{LOLP}}(\mathbf{X}_i) \mathbf{W}(\mathbf{X}_i; \mathbf{n}, \mathbf{u}, \hat{\mathbf{v}}_K) \quad (3.33)$$

4.5) Calcular o coeficiente de variação $\beta_{N_1}^{\text{LOLP}}$ utilizando a equação (2.26) e ir para o próximo passo se $\beta_{N_1}^{\text{LOLP}} \leq \beta_{\text{LOLP}}$ ou $N_1 \geq N_{\text{MAX}}$. Caso contrário, voltar para o subpasso 4.1;

Passo 5: Atualizar montante de reserva da iteração conforme a equação (2.55) e verificar se o risco obtido é menor que o valor máximo aceitável

$$\hat{\text{Risk}} < \text{Risk}_{\max} \quad (3.34)$$

Em caso afirmativo, definir o valor dimensionado da reserva girante para o sistema como sendo o valor obtido na iteração atual e parar a execução. Caso contrário, ir para o próximo passo;

Passo 6: Verificar se $N_D < N_C$, ou seja, o sistema ainda possui a capacidade estática que pode ser sincronizada para ser adicionada à parcela da reserva girante (se N_D é igual a N_C significa que toda a capacidade de geração do sistema já está sendo utilizada). Caso seja possível, incluir a próxima unidade, $N_D := N_D + 1$, e retornar para o passo 2. Caso contrário, informar que não foi possível atingir o critério de risco e interromper a execução.

Para facilitar a citação da metodologia descrita neste tópico será utilizada a sigla CRACEMCS para denotar a estratégia de dimensionamento da reserva via Simulação Monte Carlo baseada no Método da Entropia Cruzada (*Composite Reserve Assessment Based on Cross-Entropy Method and Monte Carlo Simulation*).

O algoritmo de seis passos do método CRACEMCS, apesar de utilizar os modernos conceitos de otimização por minimização da entropia cruzada, é simples e direto. O primeiro passo do algoritmo consiste basicamente em carregar os dados do sistema. O terceiro passo é um processo de otimização dos parâmetros. Como resultado desse processo obtém-se um conjunto de parâmetros “distorcidos” que serão utilizados na SMC-IS do quarto passo. O quinto passo verifica se o critério de risco foi satisfeito e o sexto atualiza o número de unidades comissionadas.

3.5. RESULTADOS

O algoritmo descrito na seção anterior foi aplicado ao sistema teste IEEE *Reliability Test System* [IEEE79]. Como descrito anteriormente, este sistema possui uma capacidade estática de 3405 MW distribuída em suas 32 unidades de geração, cujas capacidades variam de 12 a 400 MW.

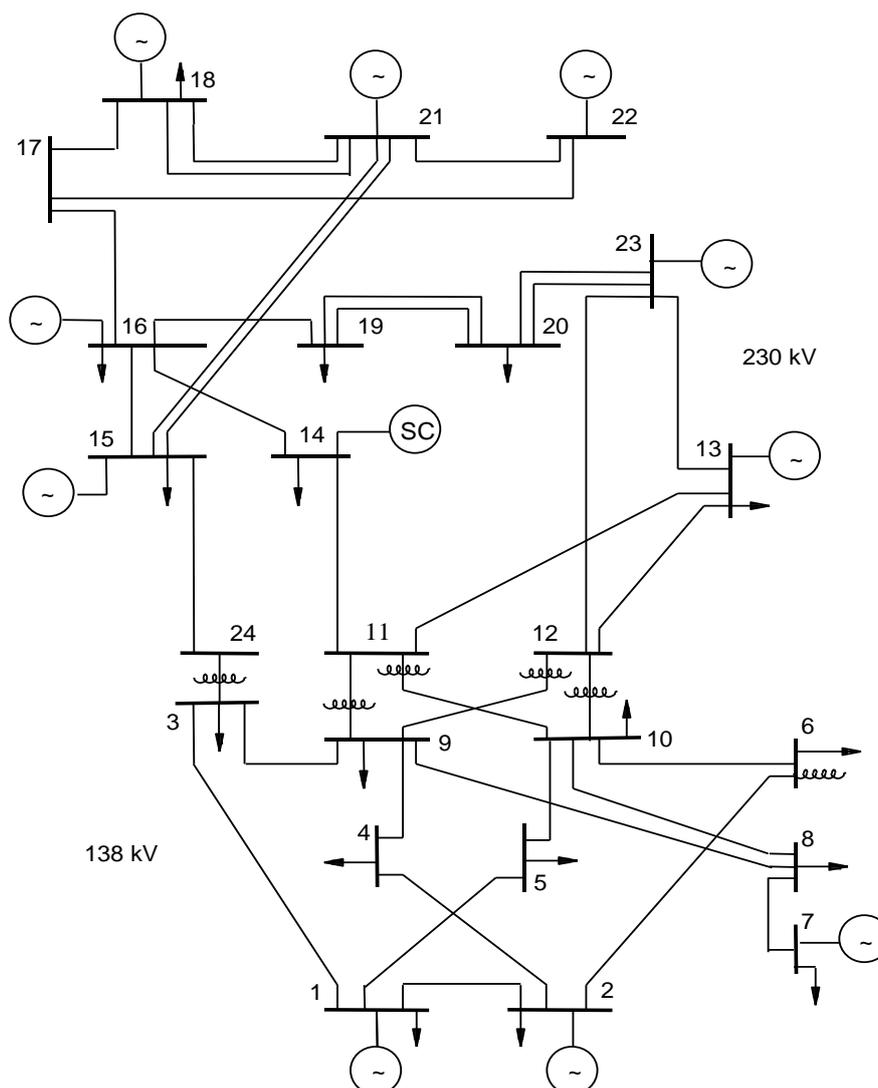


Figura 3.3: IEEE Reliability Test System [IEEE79].

No capítulo anterior, o sistema de transmissão não havia sido considerado, uma vez que o modelo do sistema apresentava uma única barra. No IEEE-RTS, o sistema de transmissão é composto por 38 linhas de transmissão conectando 24 barramentos. A capacidade nominal de

transmissão das linhas varia numa faixa de 200 a 625 MW (capacidade emergencial, para o curto prazo). As unidades de geração estão presentes em 10 dos 24 barramentos do sistema. O diagrama unifilar desse sistema pode ser visto na Figura 3.3.

Para os testes descritos nos próximos itens, foi utilizado um nível de carga de 2850 MW, correspondente ao valor do pico anual do sistema. O *Lead Time* considerado é de 2 horas, isto é, o despacho é realizado considerando que não será possível adicionar novas máquinas dentro deste intervalo. O valor do risco considerado aceitável é de 0,0001. Este é um valor que já foi utilizado na literatura para este sistema teste, como em [KB95].

Em todos os testes adotou-se como critério de parada o coeficiente de variação β inferior a 1%. Todas as simulações foram realizadas em um computador com o sistema operacional Windows 7 Profissional, com um processador Intel Core i5 de 3.10 GHz. Para as implementações usou-se a linguagem de programação FORTRAN 90. Os parâmetros adotados para o método CE foram: $\alpha = 0,9999$, $\rho = 0,01$ e $N = 8,0 \times 10^4$.

3.5.1. Comparação dos Métodos de Avaliação do Risco

O método CE foi utilizado para obter o vetor de parâmetros ótimos a ser utilizado na Simulação Monte Carlo, com um estimador não tendencioso que utiliza Amostragem por Importância, como descrito anteriormente. Para efeito de comparação, a metodologia proposta foi também implementada sem a utilização de VRT, ou seja, foi utilizada uma SMC convencional. Em ambas as implementações, isto é, seja por SMC convencional ou por SMC-IS via método CE, o risco foi calculado tanto considerando o sistema de transmissão como considerando apenas o sistema de geração (modelo barra única).

Os resultados obtidos, por iteração, podem ser observados na Tabela 3.1. A cada iteração do processo uma unidade de geração é adicionada e o risco é recalculado. O processo é finalizado quando o risco de perda de carga obtido, considerando o sistema de transmissão, é menor que um valor pré-estabelecido ou, caso não seja possível atingi-lo, quando não houver mais reserva estática que possa ser sincronizada.

Como pode ser observado na Tabela 3.1, no início do processo iterativo inclui-se uma quantidade de unidades tal que seja possível suprir a carga. Como a carga é de 2850 MW, inclui-se 20 unidades, uma capacidade total de 2965 MW. Como se pode observar da tabela, o processo continua até que o risco obtido seja inferior ao valor previamente estipulado. Ao se utilizar a técnica IS foi possível diminuir significativamente o esforço computacional da SMC; o tempo de execução da avaliação do risco para cada configuração foi expressivamente menor.

É possível observar, ainda na Tabela 3.1, que o risco obtido ao incluir as restrições e falhas do sistema de transmissão é superior ao risco obtido quando apenas as falhas devido às ocorrências de insuficiência de geração são consideradas. Portanto, é possível perceber que ao adotar o modelo barra única os índices obtidos são otimistas e podem até não refletir a real condição operativa do sistema.

Tabela 3.1: Resultados para o sistema IEEE-RTS 79

| N _D | Cap. Sinc. [MW] | Reserva Girante [MW] | Índice de Risco | | | | Tempo de Execução [s] | |
|----------------|-----------------|----------------------|-----------------|----------|------------|----------|-----------------------|-----------|
| | | | SMC CONV. | | SMC IS-MEC | | SMC Conv. | SMC IS-CE |
| | | | G | G&T | G | G&T | | |
| 20 | 2965,0 | 115,0 | 0,020123 | 0,020408 | 0,019652 | 0,020195 | 8,5 | 1,8 |
| 21 | 3065,0 | 215,0 | 0,005644 | 0,005904 | 0,005727 | 0,005798 | 29,9 | 6,4 |
| 22 | 3165,0 | 315,0 | 0,005383 | 0,005578 | 0,005354 | 0,005595 | 31,4 | 6,4 |
| 23 | 3265,0 | 415,0 | 0,000160 | 0,000356 | 0,000159 | 0,000353 | 504,4 | 21,7 |
| 24 | 3277,0 | 427,0 | 0,000154 | 0,000351 | 0,000154 | 0,000353 | 504,2 | 26,6 |
| 25 | 3289,0 | 439,0 | 0,000149 | 0,000345 | 0,000149 | 0,000346 | 508,3 | 22,4 |
| 26 | 3301,0 | 451,0 | 0,000123 | 0,000323 | 0,000119 | 0,000313 | 543,2 | 26,4 |
| 27 | 3313,0 | 463,0 | 0,000120 | 0,000317 | 0,000121 | 0,000322 | 561,8 | 23,7 |
| 28 | 3325,0 | 475,0 | 0,000119 | 0,000315 | 0,000124 | 0,000322 | 568,3 | 25,3 |
| 29 | 3345,0 | 495,0 | 0,000106 | 0,000304 | 0,000108 | 0,000306 | 598,4 | 29,3 |
| 30 | 3365,0 | 515,0 | 0,000077 | 0,000277 | 0,000073 | 0,000275 | 655,4 | 35,3 |
| 31 | 3385,0 | 535,0 | 0,000075 | 0,000273 | 0,000073 | 0,000272 | 666,1 | 28,5 |
| 32 | 3405,0 | 555,0 | 0,000034 | 0,000233 | 0,000035 | 0,000230 | 783,6 | 53,1 |
| Total [s]: | | | | | | | 5963,5 | 306,7 |
| (min) | | | | | | | (99,4) | (5,1) |

Nas duas últimas colunas da Tabela 3.1 pode-se observar os tempos de execução de cada passo do processo iterativo (referentes às colunas G&T de cada simulação). O tempo de execução total do algoritmo foi de 5963,5 segundos para a SMC convencional e de 306,7 s para a

SMC por IS via método CE (Método CRACEMS). O ganho computacional (*speed-up*) obtido ao usar o método CE foi de 19,44, i.e., o algoritmo que utilizou o método CE foi cerca de vinte vezes mais rápido que o algoritmo da SMC convencional.

Como foi demonstrado através dos resultados obtidos, é possível aumentar significativamente a eficiência computacional ao usar a SMC IS-CE. Por este motivo, nos testes dos próximos itens será utilizado este método para avaliar o risco de perda de carga do sistema.

3.5.2. Impacto da Política de Corte de Carga

Como discutido anteriormente, a política de corte de carga pode impactar no índice de risco. Usualmente, o corte de carga é a última medida a ser tomada, uma vez que em situações desse tipo o sistema está deixando de desempenhar sua função. No entanto, na operação a curto prazo o operador muitas vezes não dispõe de capacidade de executar o redespacho de geração caso haja sobrecarga em alguma linha de transmissão. Neste sentido, para representar essa situação específica que surge ao incluir as restrições do sistema de transmissão na análise, a solução prática viável é efetuar o corte de carga na região da sobrecarga, ou seja, efetuar um corte de carga local de modo a evitar o redespacho da geração.

A implementação da estratégia de corte da carga locacional foi possível adicionando a restrição representada pela equação 3.18 no algoritmo de análise da adequação do sistema. O risco obtido para as duas estratégias, i.e., com ou sem redespacho de geração, são mostrados na Tabela 3.2. As simulações dessa tabela foram realizadas em um tempo de aproximadamente cinco minutos (cada coluna é referente a uma simulação).

Os resultados da Tabela 3.2 foram reproduzidos no gráfico da Figura 3.4. Através dessa figura é possível observar que se fosse possível efetuar o redespacho, as restrições do sistema de transmissão não provocariam impacto significativo no índice de risco de corte de carga. Essa situação reflete um sistema de transmissão operando com uma relativa “distância” dos seus limites, uma vez que pouquíssimos casos da simulação causaram corte de carga devido sobrecarga em linha. Ao permitir o corte de carga locacional, reflexo da limitação do operador sistema (que é incapaz de alterar em um pequeno intervalo de tempo a geração de várias unidades do sistema), o impacto no índice de risco torna-se evidente.

Tabela 3.2: Efeito da Política de Corte de Carga

| N_R | N_D | Reserva Girante [MW] | Cap. Sinc. [MW] | Índice de Risco | | |
|-------|-------|----------------------|-----------------|-----------------|--------------------|--------------------|
| | | | | G | G&T Com Redespacho | G&T Sem Redespacho |
| 1 | 20 | 115,0 | 2965,0 | 0,02012154 | 0,02019514 | 0,02019514 |
| 2 | 21 | 215,0 | 3065,0 | 0,00550092 | 0,00579725 | 0,00579799 |
| 3 | 22 | 315,0 | 3165,0 | 0,00549478 | 0,00541622 | 0,00559522 |
| 4 | 23 | 415,0 | 3265,0 | 0,00015655 | 0,00016055 | 0,00035342 |
| 5 | 24 | 427,0 | 3277,0 | 0,00015145 | 0,00014989 | 0,00035321 |
| 6 | 25 | 439,0 | 3289,0 | 0,00015167 | 0,00015168 | 0,00034655 |
| 7 | 26 | 451,0 | 3301,0 | 0,00011981 | 0,00012156 | 0,00031393 |
| 8 | 27 | 463,0 | 3313,0 | 0,00012061 | 0,00012162 | 0,00032207 |
| 9 | 28 | 475,0 | 3325,0 | 0,00012158 | 0,00011881 | 0,00032168 |
| 10 | 29 | 495,0 | 3345,0 | 0,00010552 | 0,00010708 | 0,00030579 |
| 11 | 30 | 515,0 | 3365,0 | 0,00007431 | 0,00007318 | 0,00027460 |
| 12 | 31 | 535,0 | 3385,0 | | | 0,00027162 |
| 13 | 32 | 555,0 | 3405,0 | | | 0,00023019 |

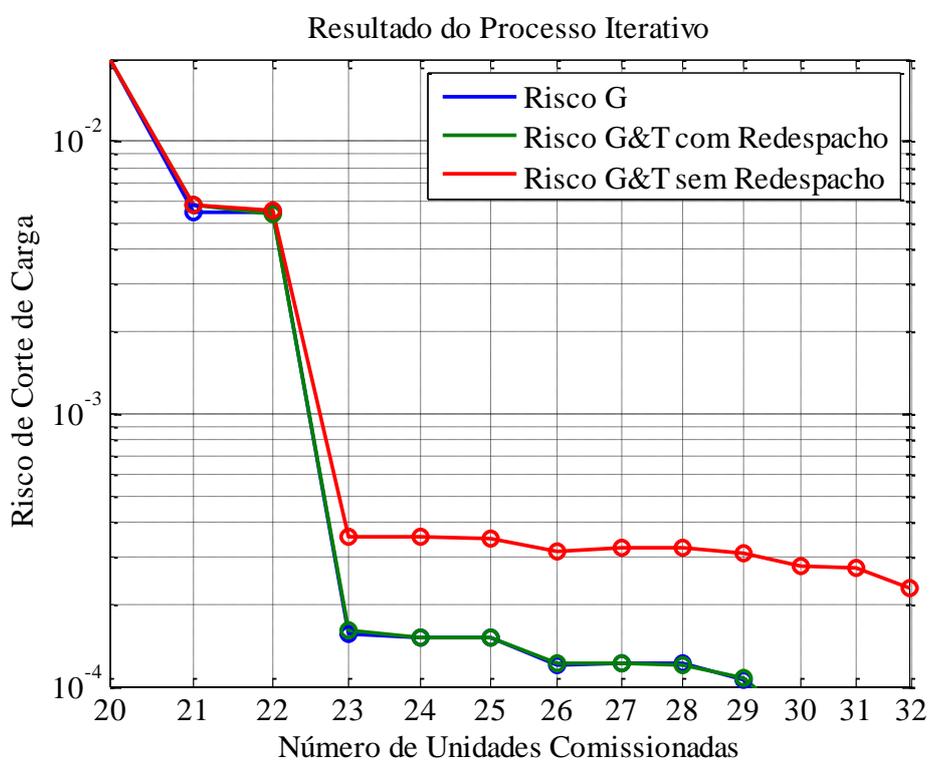


Figura 3.4: Impacto da Estratégia de Corte de Carga no Risco.

É possível observar que no início do processo iterativo, como poucas unidades de geração são sincronizadas, as falhas são predominantemente devido à insuficiência de geração. O risco obtido considerando as falhas na transmissão apresenta valores muito próximos do risco calculado considerando apenas falhas na geração. À medida que são adicionadas unidades (aumentando assim o montante de reserva de geração), diminui-se significativamente o risco associado a esse tipo de falha (Risco G). No entanto, o mesmo resultado não pode ser observado para o Risco G&T sem Redespacho, pois os valores do risco são cada vez maiores que o seu equivalente Risco G. Isto ocorre porque os problemas do sistema tornam-se predominantemente um efeito das falhas na transmissão e não na geração.

3.5.3. Restrições de Capacidade das Linhas de Transmissão

Na Tabela 3.3 pode-se observar o risco obtido para diferentes cenários do sistema de transmissão (sem redespacho de geração). Em cada um dos cenários as capacidades de transmissão de cada uma das linhas de transmissão foram diminuídas para um percentual do seu valor nominal em regime de operação normal. A capacidade nominal de cada uma das LTs pode ser encontrada em [IEEE79].

É possível observar que há um aumento expressivo do risco quando as capacidades de transmissão das LTs do sistema são reduzidas em 10%. Em nenhuma das configurações do sistema (isto é, com menos 10%, 20% e 30% de capacidade de transmissão) foi possível obter um risco menor que o valor aceitável, mesmo adicionado toda a reserva estática (sincronizando todas as unidades). Trata-se, portanto, de um efeito claro da degradação do sistema de transmissão.

Na última linha da Tabela 3.3 exibe-se o tempo de execução de cada simulação. É possível observar que quanto maiores as restrições de capacidade de transmissão maior é o tempo de execução. Isso ocorre porque uma parcela significativa deste tempo é dedicada à análise de adequação da rede (problema de PL descrito na Equação 3.13) que necessita de mais iterações para convergir quando as variáveis estão próximas dos seus limites máximos e mínimos.

Tabela 3.3: Efeito das Restrições de Capacidade das LTs no Risco – Sem Redespacho

| N_D | Reserva Girante [MW] | Índice de Risco | | | |
|-----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|
| | | $\Delta C_T = -30\%$ | $\Delta C_T = -20\%$ | $\Delta C_T = -10\%$ | $\Delta C_T = 0\%$ |
| 20 | 115,00 | 1,00000000 | 1,00000000 | 0,02504991 | 0,02019514 |
| 21 | 215,00 | 0,01458429 | 0,00847957 | 0,00598379 | 0,00579799 |
| 22 | 315,00 | 0,01317518 | 0,00625006 | 0,00579085 | 0,00559522 |
| 23 | 415,00 | 0,00521497 | 0,00467359 | 0,00044912 | 0,00035342 |
| 24 | 427,00 | 0,00523018 | 0,00466290 | 0,00044938 | 0,00035321 |
| 25 | 439,00 | 0,00514014 | 0,00111660 | 0,00045190 | 0,00034655 |
| 26 | 451,00 | 0,00522035 | 0,00110824 | 0,00043814 | 0,00031393 |
| 27 | 463,00 | 0,00507833 | 0,00111814 | 0,00043762 | 0,00032207 |
| 28 | 475,00 | 0,00169923 | 0,00110629 | 0,00043776 | 0,00032168 |
| 29 | 495,00 | 0,00275868 | 0,00110431 | 0,00041933 | 0,00030579 |
| 30 | 515,00 | 0,00152006 | 0,00106692 | 0,00038579 | 0,00027460 |
| 31 | 535,00 | 0,00149419 | 0,00105667 | 0,00038203 | 0,00027162 |
| 32 | 555,00 | 0,00149791 | 0,00096336 | 0,00036550 | 0,00023019 |
| Tempo de Execução [s] | | 1100,76 | 994,43 | 444,13 | 306,78 |

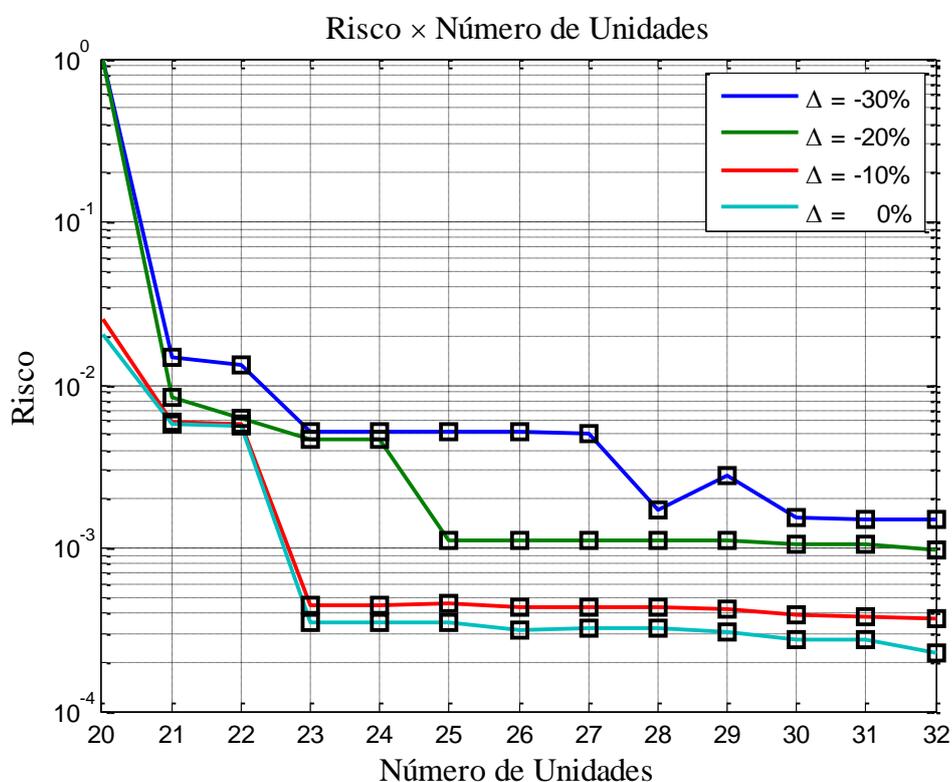


Figura 3.5: Efeito da Restrição de Capacidade no Risco.

No gráfico da Figura 3.5 foram plotados os resultados da Tabela 3.3. É possível observar claramente o aumento do risco quando há maior restrição de transmissão. Trata-se de um efeito único do sistema de transmissão, uma vez que o sistema de geração não foi alterado nesse teste.

3.5.4. Efeito das Falhas em Linhas de Transmissão

Além de apresentar restrições de capacidade, o sistema de transmissão pode falhar. Essas falhas podem resultar em corte de carga. Nestes casos, o não suprimento da demanda ocorre não por insuficiência de geração, mas por incapacidade de fornecimento, ou seja, um efeito das falhas do sistema de transmissão.

A taxa de substituição da LT (ORR_T) representa a probabilidade de ocorrências de falhas sem a possibilidade de reparo. Na Tabela 3.4, apresenta-se o efeito da variação da ORR no índice de risco (o redespacho de geração está desativado neste teste). Como se pode observar, o risco de corte de carga é função também da ORR das linhas de transmissão. Nos testes realizados multiplicou-se a ORR_T por um fator de dois a cinco, como mostrado na Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Impacto da ORR_T no Índice de Risco – Sem Redespacho

| N_D | Reserva Girante [MW] | $1 \times ORR_T$ | $2 \times ORR_T$ | $3 \times ORR_T$ | $4 \times ORR_T$ | $5 \times ORR_T$ |
|-----------------------|----------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| 20 | 115,0 | 0,02019514 | 0,02060114 | 0,02088163 | 0,02104390 | 0,02132070 |
| 21 | 215,0 | 0,00579799 | 0,00599480 | 0,00625598 | 0,00651246 | 0,00687133 |
| 22 | 315,0 | 0,00559522 | 0,00585344 | 0,00599566 | 0,00613784 | 0,00637128 |
| 23 | 415,0 | 0,00035342 | 0,00054389 | 0,00074058 | 0,00093119 | 0,00113592 |
| 24 | 427,0 | 0,00035321 | 0,00054512 | 0,00075551 | 0,00094244 | 0,00113973 |
| 25 | 439,0 | 0,00034655 | 0,00055339 | 0,00073784 | 0,00092977 | 0,00114581 |
| 26 | 451,0 | 0,00031393 | 0,00051994 | 0,00070959 | 0,00091948 | 0,00110740 |
| 27 | 463,0 | 0,00032207 | 0,00051694 | 0,00071079 | 0,00090613 | 0,00112630 |
| 28 | 475,0 | 0,00032168 | 0,00051825 | 0,00072382 | 0,00090707 | 0,00112127 |
| 29 | 495,0 | 0,00030579 | 0,00050587 | 0,00070027 | 0,00090729 | 0,00110105 |
| 30 | 515,0 | 0,00027460 | 0,00047444 | 0,00067266 | 0,00080042 | 0,00098623 |
| 31 | 535,0 | 0,00027162 | 0,00047502 | 0,00068142 | 0,00085992 | 0,00100071 |
| 32 | 555,0 | 0,00023019 | 0,00039540 | 0,00059272 | 0,00079035 | 0,00099160 |
| Tempo de Execução [s] | | 306,78 | 377,43 | 514,44 | 474,80 | 797,98 |

Os dados da Tabela 3.4 foram reproduzidos na Figura 3.6. É possível observar claramente a degradação do índice de risco em consequência do aumento da taxa de substituição das linhas de transmissão.

Em [MH09] propõe-se o dimensionamento e alocação da reserva girante considerando apenas as restrições do sistema de transmissão e desconsiderando a possível saída de linhas de transmissão. Os valores de risco da Tabela 3.5 foram obtidos desabilitando a possibilidade de falhas em LT na simulação, i.e., a probabilidade de falhas das linhas foi admitida como sendo igual a zero.

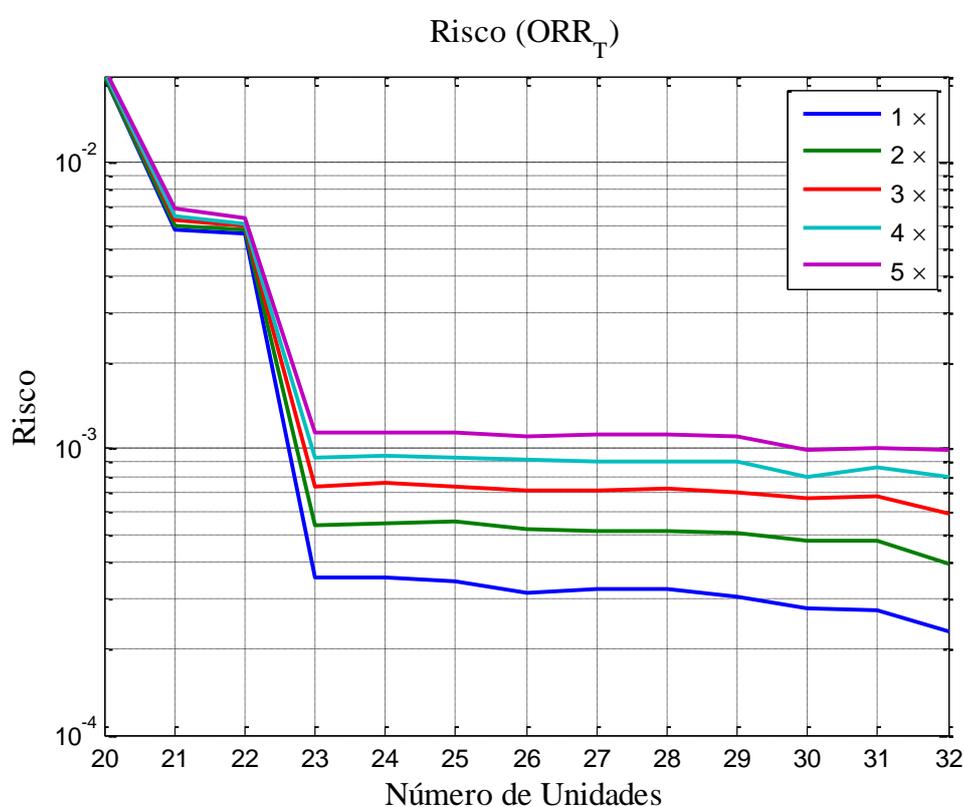


Figura 3.6: Efeito da ORR da Transmissão no Risco do Sistema.

Comparando-se as tabelas 3.3 e 3.5, pode-se perceber que para cada configuração simulada (cada linha das tabelas), os riscos obtidos ao se considerar as falhas na LT (Tabela 3.3) apresentam valores superiores aos correspondentes da Tabela 3.5. Esse resultado permite concluir que a consideração admitida em [MH09] restringe a aplicação da metodologia proposta no trabalho a sistemas com linhas de transmissão altamente confiáveis, pois nestes casos a frequência de falhas pode ser desconsiderada sem prejuízo aos resultados. Trata-se, portanto, de

um caso particular. Assim, pode-se concluir que uma parcela da reserva girante é alocada com o intuito de minimizar o risco de não suprimento devido às falhas das linhas de transmissão e uma parcela pode ser atribuída às restrições de transporte do sistema de transmissão.

Tabela 3.5: Risco Desconsiderando Falhas nas LTs

| N_D | Reserva Girante [MW] | Índice de Risco | | | |
|-----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|
| | | $\Delta C_T = -30\%$ | $\Delta C_T = -20\%$ | $\Delta C_T = -10\%$ | $\Delta C_T = 0\%$ |
| 20 | 115,00 | 1.00000000 | 1.00000000 | 0.02399164 | 0.02012154 |
| 21 | 215,00 | 0.01324662 | 0.00713991 | 0.00549836 | 0.00550092 |
| 22 | 315,00 | 0.01174270 | 0.00539867 | 0.00549478 | 0.00549478 |
| 23 | 415,00 | 0.00369084 | 0.00371174 | 0.00015685 | 0.00015655 |
| 24 | 427,00 | 0.00353184 | 0.00371592 | 0.00015780 | 0.00015145 |
| 25 | 439,00 | 0.00373575 | 0.00016426 | 0.00015839 | 0.00015167 |
| 26 | 451,00 | 0.00364073 | 0.00014972 | 0.00014495 | 0.00011981 |
| 27 | 463,00 | 0.00362857 | 0.00015028 | 0.00014034 | 0.00012061 |
| 28 | 475,00 | 0.00019483 | 0.00014172 | 0.00014033 | 0.00012158 |
| 29 | 495,00 | 0.00019756 | 0.00014205 | 0.00012084 | 0.00010552 |
| 30 | 515,00 | 0.00017092 | 0.00010263 | 0.00008770 | 0.00007431 |
| 31 | 535,00 | 0.00016649 | 0.00010125 | 0.00008873 | 0.00007443 |
| 32 | 555,00 | 0.00014704 | 0.00008741 | 0.00007387 | 0.00003443 |
| Tempo de Execução [s] | | 635,47 | 414,54 | 90,14 | 56,85 |

3.5.5. Dimensionamento da Reserva via Modelo Barra Única

Caso haja aumento da carga do sistema (e o conseqüente aumento da geração para suprir a demanda) o sistema de transmissão pode ser levado a operar cada vez mais próximo dos seus limites. Para simular essas condições, neste teste aumentou-se a carga e a capacidade de geração por um mesmo fator (Δ). A capacidade de transporte e a taxa de falha das linhas foram mantidas como no sistema IEEE-RTS79 original. Os resultados desses testes são mostrados nas Tabela 3.6, Tabela 3.7 e 3.8. Cada linha dessas tabelas representa um teste realizado com o sistema IEEE-RTS em que a capacidade total de geração e a carga são incrementadas em um fator de 10% em relação ao sistema original.

Para efeito de comparação, calculou-se, em cada um dos testes, o risco obtido devido a falhas apenas no sistema de geração (Risco G), o risco considerando o sistema de transmissão com a possibilidade de efetuar redespacho como medida corretiva (Risco G&T – Com Redespacho) e o risco considerando sistema de transmissão e sem redespacho (Risco G&T – Sem Redespacho).

Na Tabela 3.6 estão os resultados obtidos, isto é, o montante de reserva, para o modelo barra única. Neste caso, o critério considerado é o risco G, i.e., o algoritmo de determinação da reserva usará o risco de perda de carga considerando apenas o sistema de geração para convergir o processo iterativo. Embora não mostrado na tabela, em todas as configurações testadas, obteve-se como resultado um total de 30 unidades comissionadas e foi alcançado praticamente o mesmo valor de risco (i.e., aproximadamente $7,4 \times 10^{-5}$). Assim, observa-se que esse índice de risco pouco reflete as características reais do sistema, uma vez que o nível de carregamento das linhas de transmissão foi significativamente alterado e essas modificações não apresentaram impacto no risco de perda de carga do sistema.

Caso as falhas no sistema de transmissão tivessem sido consideradas, o risco seria capaz de refletir a alteração do nível de carregamento, como mostrado nas duas últimas colunas da Tabela 3.6.

Tabela 3.6: Dimensionamento da Reserva – Modelo Barra Única

| $\Delta\%$ | Cap. Estática [MW] | Carga [MW] | Reserva [MW] | Índice de Risco | | |
|------------|--------------------|------------|--------------|-----------------|--------------------|--------------------|
| | | | | G (Considerado) | G&T Com Redespacho | G&T Sem Redespacho |
| 0 | 3405,0 | 2850 | 515,00 | 0,00007431 | 0,00007318 | 0,00027460 |
| 10 | 3745,5 | 3135 | 566,50 | 0,00007370 | 0,00008910 | 0,00038400 |
| 20 | 4086,0 | 3420 | 618,00 | 0,00007370 | 0,00010559 | 0,00079739 |
| 30 | 4426,5 | 3705 | 669,50 | 0,00007370 | 0,00011507 | 0,00107567 |
| 40 | 4767,0 | 3990 | 721,00 | 0,00007370 | 0,00063728 | 0,00150281 |
| 50 | 5107,5 | 4275 | 772,50 | 0,00007431 | 0,00673977 | 0,00787132 |
| 60 | 5448,0 | 4560 | 824,00 | 0,00007431 | 0,00887401 | 0,00962505 |
| 70 | 5788,5 | 4845 | 875,50 | 0,00007431 | 0,02104781 | 0,02313430 |
| 80 | 6129,0 | 5130 | 927,00 | 0,00007431 | 0,02324507 | 0,02351268 |
| 90 | 6469,5 | 5415 | 978,50 | 0,00007431 | 0,03278879 | 0,03211347 |
| 100 | 6810,0 | 5700 | 1030,00 | 0,00007431 | 1,00000000 | 1,00000000 |

3.5.6. Reserva Considerando o Sistema de Transmissão e com Redespacho

Neste item são descritos os resultados obtidos ao realizar os mesmos testes realizados no item anterior com a diferença de utilizar o risco obtido considerando o sistema de transmissão e habilitando o redespacho da geração como medida corretiva.

Na Tabela 3.7 estão os resultados do processo ao considerar o Risco G&T com Redespacho como critério de parada. Nos testes com Δ de 10 e 20 por cento, embora o risco tenha sido superior ao risco do modelo barra única, o mesmo número de unidades foi comissionado. Nos testes com Δ de 30 e 40 por cento foram 32 unidades, duas unidades foram adicionadas como reserva devido a falhas da transmissão. Para Δ acima de 30 por cento, o risco torna-se superior ao valor máximo aceitável, mesmo com todas as 32 unidades do sistema sincronizadas.

Tabela 3.7: Reserva – Considerando Risco G&T com Redespacho

| $\Delta\%$ | Cap. Estática [MW] | Carga [MW] | Reserva (N_D) [MW] | Índice de Risco | | |
|------------|--------------------|------------|------------------------|-----------------|--------------------|--------------------|
| | | | | G | G&T Com Redespacho | G&T Sem Redespacho |
| 0 | 3405,0 | 2850 | 515,00 (30) | 0,00007431 | 0,00007318 | 0,00027460 |
| 10 | 3745,5 | 3135 | 566,50 (30) | 0,00007370 | 0,00008910 | 0,00038400 |
| 20 | 4086,0 | 3420 | 642,00 (30) | 0,00007442 | 0,00008847 | 0,00080045 |
| 30 | 4426,5 | 3705 | 721,50 (32) | 0,00003448 | 0,00009220 | 0,00097223 |
| 40 | 4767,0 | 3990 | 777,00 (32) | 0,00003433 | 0,00042335 | 0,00149357 |

A antepenúltima e a última coluna da Tabela 3.7 apresentam os valores do índice de risco calculados para a configuração do sistema obtida após o dimensionamento da reserva. Estes valores foram calculados para que pudessem ser comparados, por motivos didáticos, com o critério de risco adotado. No entanto, estes valores não foram usados no processo de dimensionamento.

3.5.7. Reserva Considerando o Sistema de Transmissão e sem Redespacho

Por fim, neste item utiliza-se o risco G&T com redespacho como critério de dimensionamento. Na Tabela 3.8 mostra-se o resultado caso o critério de risco considerado não permita redespacho da geração como medida corretiva. Em todos esses testes não foi possível satisfazer a condição de risco mesmo com as 32 unidades do sistema sendo comissionadas.

Ao aumentar o nível de carregamento o sistema de transmissão é levado a operar próximo dos seus limites de capacidade. Isso faz com que situações de sobrecarga em linhas de transmissão tornem-se frequentes. É natural que o índice de risco deva refletir esse tipo de ocorrência, no entanto, isso não ocorre com o risco obtido via modelo barra única (como pode ser observado na Tabela 3.8 - coluna relativa ao Risco G). Ao incluir a rede de transmissão na avaliação do risco foi possível sensibilizar o índice para refletir esse tipo de ocorrência.

Ao aumentar o nível de carregamento pode-se observar que o risco obtido considerando o redespacho de geração torna-se cada vez mais próximo do índice de risco obtido sem permitir o redespacho. Isso ocorre porque quanto mais carregadas estiverem as linhas, mais difícil será efetuar o redespacho. Ao observar as duas últimas colunas da Tabela 3.8 pode-se observar esse fenômeno tornando-se cada vez mais evidente à medida que o Δ é incrementado. Nos cenários com Δ igual 90% e 100% risco torna-se praticamente igual para ambas as situações (i.e., com ou sem redespacho). Isso significa que para carregamentos maiores que 90% não é possível adequar o sistema, mesmo tentando efetuar o redespacho.

Tabela 3.8: Reserva – Considerando Risco G&T sem Redespacho

| $\Delta\%$ | Cap. Estática [MW] | Carga [MW] | Reserva [MW] | Índice de Risco | | |
|------------|--------------------|------------|--------------|-----------------|--------------------|--------------------|
| | | | | G | G&T Com Redespacho | G&T Sem Redespacho |
| 0 | 3405,0 | 2850 | 555,00 | 0,00003448 | 0,00003399 | 0,00023019 |
| 10 | 3745,5 | 3135 | 610,50 | 0,00003433 | 0,00007317 | 0,00036762 |
| 20 | 4086,0 | 3420 | 666,00 | 0,00003433 | 0,00008794 | 0,00069171 |
| 30 | 4426,5 | 3705 | 721,50 | 0,00003448 | 0,00009220 | 0,00097223 |
| 40 | 4767,0 | 3990 | 777,00 | 0,00003433 | 0,00042335 | 0,00149357 |
| 50 | 5107,5 | 4275 | 832,50 | 0,00003448 | 0,00672175 | 0,00790112 |
| 60 | 5448,0 | 4560 | 888,00 | 0,00003443 | 0,00849318 | 0,00963426 |
| 70 | 5788,5 | 4845 | 943,50 | 0,00003447 | 0,01483129 | 0,02309457 |
| 80 | 6129,0 | 5130 | 999,00 | 0,00003443 | 0,02240266 | 0,02341572 |
| 90 | 6469,5 | 5415 | 1054,50 | 0,00003447 | 0,02395244 | 0,02352749 |
| 100 | 6810,0 | 5700 | 1110,00 | 0,00003441 | 0,03313174 | 0,03301049 |

Ao observar a primeira linha das tabelas Tabela 3.6 e Tabela 3.8 (Δ igual a 10%) pode-se observar que, para o critério de risco aceitável de $1,0 \times 10^{-4}$, o montante de reserva girante dimensionado foi de 566,50 MW para o modelo barra única e de 610,50 MW para o modelo com sistema de transmissão (sem adotar redespacho como medida corretiva). Trata-se, portanto, de

um adicional de 44,00 MW de reserva que está sendo comissionada para habilitar o operador a ter capacidade de manobra de forma a evitar eventos de corte de carga que seriam causados por contingências no sistema de transmissão.

3.6. CONCLUSÕES

A metodologia de avaliação do risco via simulação, denominada CRACEMCS, compartilha todas as vantagens do uso de técnicas de avaliação baseadas em SMC, tais como flexibilidade de representação e habilidade de avaliação de sistemas de médio e grande porte. Além disso, por meio de IS via método CE, evita-se uma das principais desvantagens do uso de simulação, i.e., o alto custo computacional para avaliação da probabilidade de eventos raros.

Tratando-se de análises para o curto prazo, os eventos de perda de carga tornam-se raros e assim o tempo de simulação aumenta significativamente. No entanto, os resultados devem ser gerados rapidamente para o operador. Desta forma, o uso de amostragem por importância via método CE foi indispensável. Como foi demonstrado através dos resultados obtidos, o ganho computacional, quando comparado com uma SMC convencional, foi expressivo.

Ao incluir o sistema de transmissão percebe-se que há um impacto significativo no índice de risco de perda de carga do sistema. Com o intuito de mitigar esse risco é necessário que uma quantidade maior de reserva seja adicionada. Trata-se de uma reserva cujo intuito é possibilitar o suprimento da demanda mesmo em situações de falha no sistema de transmissão e não apenas devido à insuficiência de geração.

O efeito da inclusão das restrições do sistema de transmissão foi analisado. Conforme foi demonstrado através dos resultados obtidos, o aumento da taxa de falha ou a diminuição da capacidade de transmissão tem como consequência o aumento dos níveis de risco. Assim, se o sistema opera próximo de seus limites, uma quantidade maior de reserva deve estar sincronizada para evitar o corte de carga.

Conforme foi demonstrado, a probabilidade de que eventos de corte possam acontecer aumenta se as restrições de transporte forem acentuadas. O mesmo efeito é observado se as taxas de falha são aumentadas. Se, devido às limitações práticas do operador, não for possível efetuar redespacho como medida corretiva, o efeito das restrições da transmissão no índice de risco é ainda mais significativo.

CAPÍTULO 4

CONCLUSÕES

O operador do sistema elétrico está continuamente submetido a situações em que deve tomar boas decisões em curtos intervalos de tempo. Um elevado esforço é dedicado a operar o sistema de forma econômica e com o mínimo risco. A metodologia descrita neste trabalho é uma ferramenta de auxílio à tomada de decisões e permite que as configurações do sistema possam ser comparadas e selecionadas apropriadamente. Assim, o operador pode selecionar a quantidade adequada de reserva girante de forma a minimizar o risco de perda de carga.

Devido à dinâmica da operação do sistema, qualquer metodologia de análise deve ser clara, simples e computacionalmente eficiente. Entretanto, deve manter a coerência de representação do sistema para que os resultados sejam condizentes com a realidade.

Acredita-se que os princípios norteadores da simplicidade, eficiência computacional e fidelidade de representação do sistema tenham sido alcançados. A metodologia proposta (apesar de utilizar os modernos conceitos de teoria da informação e de otimização estocástica via método CE) consiste em, dada uma configuração do sistema, avaliar o risco de perda de carga e comissionar unidades até que um critério pré-estabelecido seja satisfeito.

Ao utilizar SMC na avaliação do risco, agregou-se robustez e flexibilidade ao método PJM, que pode ser, então, aplicado a sistemas de grande porte. Para superar a dificuldade de avaliação do risco por SMC convencional, devido à raridade dos eventos de perda de carga, a alternativa natural foi o uso de uma VRT, neste caso, IS. O método CE foi usado para otimizar o processo de distorção dos parâmetros de amostragem. Assim, como mostrado nos resultados, foi possível avaliar o risco com menor esforço computacional.

Ao incluir as restrições de transmissão, o sistema foi modelado de forma mais realista. O risco obtido usando esta abordagem refletiu a probabilidade de falhas tanto devido a problemas

associados a insuficiência de geração quanto a incapacidade de transporte da rede. Assim, foi possível perceber que uma quantidade maior de reserva é requerida em sistemas com sistemas de transmissão cujas linhas apresentem maior taxa de falha ou maior nível de carregamento. O efeito da taxa de falha e do grau de carregamento só pode ser capturado devido à representação do modelo da rede na análise.

Manter o sistema operando dentro dos padrões de confiabilidade consiste em adotar medidas da forma que a demanda possa ser suprida mesmo na eventual ocorrência de falhas de equipamentos. O correto dimensionamento da quantidade de reserva girante é crucial para mitigar o risco de perda de carga.

Este trabalho propôs uma metodologia para dimensionar probabilisticamente o montante de reserva girante considerando um índice de confiabilidade composta. No primeiro capítulo introduziu-se, de forma breve, alguns dos conceitos que foram utilizados e detalhados nos capítulos que se seguiram.

No Capítulo 2 os conceitos básicos relacionados ao dimensionamento probabilístico da reserva girante foram apresentados e foi proposta uma metodologia para sua determinação. O sistema de geração foi representado pelo modelo simplificado em barra única.

No Capítulo 3 o modelo barra única foi expandido e pode-se então analisar o efeito do sistema de transmissão. O risco foi avaliado por meio de SMC-IS. O uso de VRT tornou possível a obtenção de resultados em tempo hábil no âmbito da operação a curto prazo.

Os testes com o sistema IEEE-RTS mostraram que ao considerar as restrições de transmissão o índice de risco pode refletir adequadamente a probabilidade de falha do sistema devido à violações de limites de capacidade das linhas de transmissão. Assim, a reserva girante pode ser dimensionada de acordo com a realidade operativa do sistema.

4.1. PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Obviamente este trabalho não contempla o assunto tratado em sua totalidade. Uma grande ênfase foi dada à aplicação do método CE na avaliação do risco e à inclusão das restrições de transmissão e seu efeito na capacidade do sistema de suprir a demanda prevista.

Ao incluir o sistema de transmissão, considerar suas falhas e limites de transporte, abre-se um amplo campo de possibilidades de análises que podem ser realizadas. Ao expandir o modelo barra única, a representação do sistema torna-se mais realista e várias questões podem ser levantadas. O fator locacional, isto é, onde deve ser alocada a reserva, pode ser explorado.

Ao usar simulação, desde que haja disponibilidade de dados, pode-se representar cada componente por modelos mais detalhados. O modelo de dois estados adotado neste trabalho poderia ser facilmente alterado para incorporar estados representativos de características adicionais dos componentes.

Algumas sugestões para trabalhos futuros são:

- O planejamento da operação de um sistema com alta penetração de fontes renováveis é mais complexo devido ao grande número de variáveis aleatórias envolvidas, às fortes correlações com variáveis climáticas e às flutuações na capacidade destas fontes. Assim, os modelos matemáticos utilizados na representação destes sistemas apresentam maior grau de complexidade e, usualmente, envolvem um elevado número de estados. Com a metodologia desenvolvida é possível avaliar, sem perda da eficiência computacional, a reserva girante em sistemas com elevada penetração de energia renováveis. Desta forma, propõe-se aplicar o método descrito neste trabalho em sistemas desse tipo.
- Explorar o fator locacional das novas unidades adicionadas durante a execução do processo de dimensionamento da reserva. A ordem de mérito foi utilizada por tratar-se de uma abordagem tradicionalmente utilizada. No entanto, ao segui-la, pode ser que máquinas adicionadas sejam incluídas em regiões em que o sistema de transmissão esteja operando próximo de seus limites e, portanto, a geração adicionada na região pode não maximizar o ganho em termos de confiabilidade. Assim, um dos aspectos que surge ao incluir o sistema de transmissão é a possibilidade de analisar se a reserva adicionada está sendo alocada de forma ótima nas diversas regiões do sistema.

- Adotar uma estratégia de valoração da reserva operativa. De forma a incluir diretamente aspectos econômicos através da adoção de uma abordagem mercadológica;
- Explorar outras VRTs, Estratégias de Amostragem (e.g., Amostragem Estratificada) e métodos de implementação que possam aumentar a eficiência computacional das simulações;
- Aplicar a metodologia proposta nesta dissertação em sistemas reais de grande porte.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [ABBG94] R.N. Allan, R. Billinton, A.M. Breipohl, C.H. Grigg, “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation, 1987-1991”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, pp. 41-49, 1994.
- [ABCH63] L.T. Anstine, R.E. Burke, J.E. Casey, R. Holgate, R.S. John, H.G. Stewart, “Application of Probabilistic Methods to the Determination of Spinning Reserve Requirements for the Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection”, *IEEE Winter General Meeting*, October 1963.
- [ABL84] R.N. Allan, R. Billinton, S.H. Lee, “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Evaluation, 1977 – 1982”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-103, No. 2, February 1984.
- [ABSS88] R.N. Allan, R. Billinton, S.M. Shahidehpour, C. Singh, “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation, 1982-1987”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, No. 4, pp. 1555-1564, November 1988.
- [APM78] IEEE Subcommittee on the Application of Probability Methods, “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation, 1971 – 1977”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-97, No. 8, November/December, 1978.
- [B66] R. Billinton, “Bibliography on Application of Probability Methods in the Evaluation of Generating Capacity Requirements”, *IEEE Winter Power Meeting*, No. 31, CP 66-62, 1996.

- [B72] R. Billinton, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Evaluation", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-91, pp. 649-660, 1972.
- [B94] R. Billinton, Evaluation of Reliability Worth in an Electric Power System", *Reliability Engineering and System Safety*, Vol. 46, pp. 15-23, 1994.
- [BA00] R. Billinton, R.N. Allan, "Probabilistic Assessment of Power Systems". Proceedings Of The IEEE, Vol. 88, No. 2, pp. 140-162, February 2000.
- [BA92] R. Billinton, R.N. Allan, "Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques", Plenum Press, 1992.
- [BA96] R. Billinton, R.N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", London: Plenum Press, Second Edition, 1996.
- [BC88] R. Billinton, N.A. Chowdhury, "Operating Reserve Assessment in Interconnected Generating Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, No. 4, pp.1479-1487, November 1988.
- [BFB01] R. Billinton, M. Fotuhi-Firuzabad, L. Bertling, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation, 1996-1999". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 4, pp. 595-602, November 2001.
- [BJ71] R. Billinton, A.V. Jain, "Unit Derating Levels in Spinning Reserve Studies", *IEEE Winter Power Meeting*, New York, N.Y., pp. 1677-1687, January 31-February 5, 1971.
- [BJ72] R. Billinton, A.V. Jain, "The Effect of Rapid Start and Hot Reserve Units in Spinning Reserve Studies", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp.511-516, 1972.

- [BJ96] R. Billinton, S. Jonnavithula, "Test System for Teaching Overall Power System Reliability Assessment", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 4, pp. 1670-1676, November 1996.
- [BK92] R. Billinton, E. Khan, "A Security Based Approach of Composite Power System Reliability Evaluation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PWR-7. No. 1, pp. 65-71, February 1992.
- [BK99] R. Billinton, R. Karki, "Capacity Reserve Assessment Using System Well-being Analysis". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 2, pp. 433-438, May 1999.
- [BL94] R. Billinton, W. Li, "Reliability Assessment of Electrical Power Systems Using Monte Carlo Methods", NY: Plenum, 1994.
- [CGLR13] L.M. Carvalho, A.M. Leite da Silva, R.A. Gonzáles-Fernández, M.A. Rosa, V. Miranda, "Simplified Cross-Entropy Based Approach for Generating Capacity Reliability Assessment", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 28, No 2, pp. 1609-1616, May 2013.
- [DB10] J.A.S. Dias, C.L.T. Borges, "Object Oriented Model for Composite Reliability Evaluation Including Time Varying Load and Wind Generation", pp. 767- 772, *Proceedings of the 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems - PMAAPS 2010*, Singapore, 14-17 June 2010.
- [DKMR05] P.-T. De Boer, D.P. Kroese, S. Mannor, R.Y. Rubinstein, "A Tutorial on the Cross-Entropy Method" *Annals of Operations Research*, Springer Science + Business Media, Vol. 134, pp. 19-67, January 2005.
- [EPRI90] EPRI, Workshop Proceedings: Power System Planning and Engineering — Research Needs and Priorities, Report EL-6503, 1990.

- [G09] R.A. González Fernández, “Avaliação da Confiabilidade da Capacidade de Geração via o Método da Entropia Cruzada”, *Dissertação de Mestrado*, Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI-MG, 2009.
- [G12] R.A. González Fernández, “Aplicações do Método da Entropia Cruzada na Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência”, *Tese de Doutorado*, Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI-MG, 2012.
- [G88] T. Gonen, “Electric Power System Transmission Engineering: Analysis and Design”, California: John Wiley & Sons, 1988.
- [GFL10] J.C. Galvis M., A.P. Feltrin, J.M.Y. Loyo, “Valorização da Reserva Operativa em um Ambiente Competitivo para Geradores Hidrelétricos”, *Revista Controle & Automação*, Vol. 21, No. 5, p. 439-453, Outubro 2010.
- [GL11] R.A. González-Fernández, A.M. Leite da Silva, “Reliability Assessment of Time Dependent Systems via Sequential Cross-Entropy Monte Carlo Simulation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 26, No. 4, pp. 2381-2389, November 2011.
- [GLRS13] R.A. González-Fernández, A.M. Leite da Silva, L.C. Resende, M.T. Schilling, “Composite Systems Reliability Evaluation Based on Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Methods”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013.
- [GMBK99] H.B. Gooi, D.P. Mendes, K.R. W. Bell, D.S. Kirschen, “Optimal Scheduling of Spinning Reserve”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 4, pp. 1485-1492, November 1999.
- [GWAS13] R.C. Green, L. Wang, M. Alam, C. Singh, “Intelligent State Space Pruning for Monte Carlo Simulation with Applications in Composite Power System Reliability”, *Elsevier-Engineering Applications of Artificial Intelligence*, Vol. 26, pp. 1707–1724, 2013.

- [HNKK05] K.-P. Hui, N. Nean, M. Kraetzl, D.P. Kreose, “The Cross-Entropy Method for Network Reliability Estimation”, *Annals of Operations Research*, Springer Science + Business Media, Vol. 134, pp. 101–118, November 2005.
- [HR02] T. Homem-de-Mello, R.Y. Rubinstein, “Estimation of Rare Event Probabilities Using Cross-Entropy”, Proc. Winter Simulation Conf., San Diego, CA, USA, Vol. 1, pp. 310-319, Dec. 2002.
- [IEA05] IEA – International Energy Agency, “Learning from the blackouts: Transmission System Security in Competitive Electricity Markets”, Paris – France, 2005.
- [IEEE79] Reliability Test System Task Force of the IEEE Subcommittee on the Application of Probability Methods, “IEEE Reliability Test System”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 98, pp. 2047-2054, November/December 1979.
- [KB95] M.E. Khan, R. Billinton, “Composite System Spinning Reserve Assessment in Interconnected Systems”, *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 142, No. 3, May 1995.
- [LA07] A.M. Leite da Silva, G.P. Alvarez, “Operating Reserve Capacity Requirements and Pricing in Deregulated Markets Using Probabilistic Techniques”, *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 1, No. 3, pp. 439-446, May 2007.
- [LGS10] A.M. Leite da Silva, R.A. González-Fernández, C. Singh, “Generating Capacity Reliability Evaluation Based on Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Methods”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.

25, No. 1, pp. 129-137, February 2010.

- [LMC91] A.M. Leite da Silva, A.C.G. Mello, S.H.F. Cunha, “Frequency and Duration Method for Reliability Evaluation of Large-scale Hydrothermal Generating Systems”, *IEE Proceedings, Part C*, Vol. 138, No. 1, pp. 94-102, January 1991.
- [LMMB00] A.M. Leite da Silva, L.A.F. Manso, J.C.O. Mello, R. Billinton, “Pseudo-Chronological Simulation for Composite Reliability Analysis with Time Varying Loads”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 1, pp. 73-80, February 2000.
- [LPS89] A.M. Leite da Silva, M.V.F. Pereira, M.Th. Schilling, “Power System Analysis under Uncertainties – Concepts and Techniques”, II Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – II SE-POPE, São Paulo, Brasil, Agosto 1989.
- [LRMM07] A.M. Leite da Silva, L.C. Resende, L.A.F. Manso, V. Miranda, “Composite Reliability Assessment Based on Monte Carlo Simulation and Artificial Neural Networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 3, pp. 1202-1209, August 2007.
- [LSMB10] A.M. Leite da Silva, W.S. Sales, L.A.F. Manso, R. Billinton, “Long-Term Probabilistic Evaluation of Operating Reserve Requirements with Renewable Sources”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 25, No. 1, February 2010.
- [M83] A.J. Monticelli, “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”, São Paulo: Edgard Blitche, 1983.
- [MEA99] J.A.Momoh, M. E. El-Hawary, R. Adapa, “A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993 - Part I: NonLinear and Quadratic Pro-

gramming Approaches”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 1, pp. 96-104, February 1999

- [MH09] M. Jaefari-Nokandi, H. Monsef, “Scheduling of Spinning Reserve Considering Customer Choice on Reliability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 24, No. 4, pp. 1555-1564, November 2009.
- [MPL92] A.C.G. Melo, M.V.F. Pereira, A.M. Leite da Silva, “Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 2, pp. 469-476, May 1992.
- [MPL94] J.C.O. Melo, M.V.F. Pereira, A.M. Leite da Silva, “Evaluation of Reliability Worth in Composite Systems Based on Pseudo-Sequential Monte Carlo Simulation”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 9, No 3, pp. 1318-1326, August 1994.
- [MT68] S.A. Mallard, V.C. Thomas, “A Method for Calculating Transmission System Reliability”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-81, no. 3, pp. 824-834, Mar 1968.
- [MV02] R.S. Mattos, A. Veiga, “Otimização de Entropia: Implementação Computacional dos Princípios Maxente Minxent,” *Pesquisa Operacional*, Vol. 22, n.1, pp.37-59, Janeiro a Junho de 2002.
- [NERC08] North American Electric Reliability Corporation. “NERC Operating Manual”, March 2008. Disponível em <http://www.nerc.com>.
- [OG99] Y. Ou, L. Goel, “Using Monte Carlo Simulation For Overall Distribution System Reliability Worth Assessment”, *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 146, No. 5, pp. 535-540, September 1999.
- [ONS07] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Submódulo 10.6: Controle da Geração em Operação Normal”, Outubro de 2007. Disponível em:

<http://www.ons.org.br>.

- [ONS13] Operador Nacional do Sistema Elétrico, [Online]. Disponível em: <http://www.ons.org.br/>. [Acesso em 01 Agosto 2013].
- [OPC89] G.C. Oliveira, M.V.F. Pereira, S.H.F. Cunha, “A Technique for Reducing Computational Effort in Monte-Carlo Based Composite Reliability Evaluation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 4, October 1989.
- [P03] G. Perez A., “Dimensionamento e Valoração da Capacidade de Reserva Operativa em Ambientes Competitivos, Utilizando Técnicas Probabilísticas”, *Tese de Doutorado*, Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI-MG, 2003.
- [P99] J.F.Prada, “The Value Of Reliability In Power Systems - Pricing Operating Reserves, *Report based on a Master of Science Thesis*, Massachusetts Institute of Technology, July 1999.
- [PB92] M.V.F. Pereira, N.J. Balu, “Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation”, *IEEE Proceedings*, Vol. 80, No. 4., pp. 470-491, April 1992.
- [PJSS11] N.M. Pindoriya, P. Jirutitijaroen, D. Srinivasan, C. Singh, “Composite Reliability Evaluation Using Monte Carlo Simulation and Least Squares Support Vector Classifier”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 26, No. 4, pp. 2483- 2490, November 2011.
- [PMF99] J.F.M. Pessanha, A.C.G. Melo, D.M. Falcão, “Allocation of Generation Capacity Reserve Considering the Transmission Network”, *IEEE Power Tech '99 Conference*, Budapest, Hungary, Aug 29 Sept 2, 1999.

- [PP92] M.V.F. Pereira, L.M.V.G. Pinto, “A New Computational Tool for Composite Reliability Evaluation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 1, pp. 258-264, February 1992.
- [PVSM02] R.B. Prada, C.J. Velasco, L.X. da Silva, A.C.G de Melo, “Provision of Generation Reserves as an Ancillary Service in the Brazilian System”, 14th PSCC, Sevilha, 24-28 June 2002.
- [R06] L.C. Resende, “Avaliação da Confiabilidade Preventiva de Sistemas Elétricos de Grande Porte Utilizando Redes Neurais”, *Tese de Doutorado*, Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI-MG, 2006.
- [RK04] R.Y. Rubinstein, D.P. Kroese, “The Cross-Entropy Method. A Unified Approach to Combinatorial Optimization, Monte-Carlo Simulation, and Machine Learning”, New York: Springer, 2004.
- [RK07] R.Y. Rubisntein, D. P. Kroese, “Simulation and the Monte Carlo Method”, 2nd ed., New York, NY, USA: Wiley, 2007.
- [RK08] R.Y. Rubinstein, D.P. Kroese, “Simulation and the Monte Carlo Method”, 2nd Ed., Wiley Series in Prob. & Statistics, 2008.
- [RKTR07] Y.G. Rebours, D.S. Kirschen, M. Trotignon, S. Rossignol, “A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services — Part I: Technical Features”, *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 22, No. 1, pp. 350-357, February 2007.
- [S02] N.H.M. Soares, “Risco Probabilístico de Referência do Sistema Elétrico Brasileiro”, Dissertação de Mestrado, UNIFEI, Itajubá, Maio de 2002.
- [S09] W. S. Sales, “Planejamento da Reserva Operativa de Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energia Eólica”, *Tese de Doutorado*, Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI, Dezembro, 2009.

- [SBLE89] M.Th. Schilling, R. Billinton, A.M. Leite da Silva, M.A. El-Kady, "Bibliography on Composite System Reliability (1964-1988)", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, pp. 1122-1132, Aug. 1989.
- [SF94] G.B. Sheble, G.N. Fahd, "Unit Commitment Literature Synopsis", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, pp. 128-135, February 1994.
- [SJA09] B. Stott, J. Jardim, O. Alsaç, "DC Power Flow Revisited", *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1290-1300, August, 2009.
- [SLBE90] M.Th. Schilling, A.M. Leite da Silva, R. Billinton, M.A. El-Kady, "Bibliography on Power System Probabilistic Analysis (1962-1988)", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, Feb. 1990.
- [SMG95] M.Th. Schilling, J.C.O. Mello, P. Gomes, "Introdução da Confiabilidade Composta no Planejamento da Operação Elétrica", *SBA Controle & Automação*, Vol. 6, No 1, pp. 38-47 Janeiro-Feveireiro 1995.
- [SR08] M.Th. Schilling, A.M. Rei, "Reliability Assessment of the Brazilian Power System Using Enumeration and Monte Carlo", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 23, No. 3, August 2008.
- [WW96] A.J. Wood, B.F. Wollenberg, "Power Generation, Operation, and Control", Wiley Interscience, Second Edition, 1996.
- [ZX02] B. Zhaohong, W. Xifan, "Studies on Variance Reduction Technique of Monte Carlo Simulation in Composite System Reliability Evaluation", *Elect. Power Syst. Res.*, Vol. 63, No. 1, pp. 59-64, Aug. 2002.