

# AVALIAÇÃO DA RESERVA GIRANTE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO VIA SIMULAÇÃO MONTE CARLO NÃO SEQUENCIAL

**Diego Henrique dos Santos** 

Orientador: Prof. Dr. Luiz Antônio da Fonseca Manso

Coorientador: Prof. Dr. Warlley de Sousa Sales

Dissertação submetida ao PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA – PPGEL, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Setembro de 2015 São João del-Rei – MG – BRASIL **Diego Henrique dos Santos** 

# AVALIAÇÃO DA RESERVA GIRANTE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO VIA SIMULAÇÃO MONTE CARLO NÃO SEQUENCIAL

Banca Examinadora

Orientador: Prof. Dr. Luiz Antônio da Fonseca Manso

Coorientador: Prof. Dr. Warlley de Sousa Sales

Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira

Prof. Dr. Leonidas Chaves de Resende

São João del-Rei, 29 de setembro de 2015

Dedico este trabalho aos meus pais Antônio Emídio e Conceição Aparecida, e aos meus irmãos Flávio, Vinicius e Paloma.

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, por mais essa vitória.

Aos orientadores Luiz Antônio da Fonseca Manso e Warlley de Sousa Sales pelas orientações, críticas e sugestões para elaboração deste trabalho.

Aos colegas e amigos por toda a ajuda e apoio prestados desde o meu ingresso no programa de pós-graduação.

Ao Programa de Apoio ao Plano de Reestruturação e Expansão das Universidades Federais (REUNI) pelo apoio financeiro.

Aos meus pais Antônio Emídio e Conceição Aparecida, irmãos Flávio Emídio, Vinícius Emídio, Paloma Conceição e a minha namorada Érica Carvalho, por toda paciência e compreensão em todos os momentos da minha vida. E um agradecimento especial ao meu PAI, que mesmo ausente, fez parte dessa grande conquista.

#### RESUMO

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. 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. 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, a reserva girante 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.

Com o intuito de reduzir o esforço computacional necessário para realizar uma análise de confiabilidade da reserva girante de sistemas de geração, tendo em mente o planejamento de médio e longo prazo, esta dissertação de mestrado propõe o emprego da simulação Monte Carlo não sequencial (SMCNS) com algumas modificações para considerar o tempo de partida dos geradores. Esta iniciativa se baseia na grande eficiência computacional da SMCNS, para a qual o número de estados amostrados necessários para estimar índices de confiabilidade, com uma dada precisão, não depende do tamanho do sistema.

A eficiência da metodologia proposta, tanto em termos da precisão dos índices produzidos, quanto do ponto de vista do esforço computacional, a qualifica como uma importante ferramenta de auxílio para o problema do dimensionamento da reserva girante de sistemas de geração. Estes aspectos são comprovados através de aplicações utilizando-se dois sistemas teste: IEEE RTS (*Reliability Test System*) e IEEE RTS96.

### ABSTRACT

The correct dimensioning of generation is the key for the electric system to be able to perform its function, even in the presence of unexpected increases in load levels or failures in their generators. Thus, one of the goals of electric power system planning is to determine the reserve amounts, both static as operative necessary to meet system requirements. The spinning reserve is the portion of the operating reserve that is synchronized in order to supply the load, whether there is a loss of generation units, as well as increases in demands due to forecasting errors, or any other unexpected external factor. Given its stochastic characteristic, the spinning reserve is more appropriately sized using probabilistic methods, since it gives risk indices associated with pressure drop, featuring quantitatively the system reliability. Through these indices, the various electrical system settings can be compared and the decision-making process will point out the alternatives that meet the required criteria of reliability.

In order to reduce the computational effort required to perform reliability analysis generation systems spinning reserve, keeping in mind the medium and long planning term, this dissertation proposes the use of non-sequential Monte Carlo simulation (SMCNS) with some modifications to consider the starting time of the generators. This initiative is based on the high computational efficiency of SMCNS, for which the number of sampled states required to estimate reliability indices, with a given precision, does not depend on system size.

The proposed methodology efficiency, both it in terms of accuracy of the indices produced by it, as the computational point of view, qualifies it as an important support tool for the problem of sizing the generation systems spinning reserve. These aspects are demonstrated by some applications using two test systems: IEEE RTS (*Reliability Test System*) and IEEE RTS96.

## SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	i
LISTA DE TABELAS	ii
LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS	iii
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	1
1.1 – CONSIDERAÇÕES GERAIS	1
1.2 – REVISÃO DA LITERATURA	4
1.3 – ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	10
CAPÍTULO 2 – AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE GERAÇÃO	12
2.1 – INTRODUÇÃO	12
2.2 – CAPACIDADE DE RESERVA ESTÁTICA	13
2.2.1 – Conceitos Básicos	13
2.2.2 – Métodos para Determinação da Reserva de Capacidade Estática	17
2.2.2.1 – Representação por Espaço de Estados	17
2.2.2.2 – Representação Cronológica	24
2.2.3 – Avaliação da Reserva Estática	26
2.3 – RESERVA OPERATIVA	26
2.3.1 – Divisão e Classificação dos tipos de Reserva	27
2.3.2 – Reserva Girante	29
2.3.3 – Avaliação da Reserva Operativa a Curto Prazo	
2.3.4 – Avaliação da Reserva Operativa a Médio e Longo Prazo	
2.3.5 – Índices para Reserva Girante	
2.4 – CONCLUSÃO	35
CAPÍTULO 3 – METODOLOGIA PROPOSTA PARA DETERMINAÇÃO DA GIRANTE	RESERVA 36
3.1 – INTRODUÇÃO	
3.2 – METODOLOGIA PROPOSTA	
3.2.1 – Modelo das Unidades Geradoras	

3.2.2 – Modelo da Carga
3.2.3 – Processo de Sincronização das Unidades40
3.2.4 – Estimação dos Índices de Probabilidade e Energia Relativos à Reserva Girante
3.2.5 – Estimação da LOLF via Transição de Estados um Passo Atrás
3.2.6 – Algoritmo Proposto51
3.3 – CONCLUSÃO
CAPÍTULO 4 – APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA E RESULTADOS
4.1 – INTRODUÇÃO
4.2 – TESTES PARA VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA55
4.2.1 – Sistema IEEE RTS55
4.2.2 – Avaliação do Sistema IEEE RTS56
4.2.3 – Sistema IEEE RTS9657
4.2.4 – Avaliação do Sistema IEEE RTS9658
4.3 – DEFINIÇÃO DA RESERVA GIRANTE PARA O SISTEMA IEEE RTS9660
4.4 – CONSIDERAÇÃO DE INCERTEZAS NA CARGA DO SISTEMA IEEE RTS9663
4.5 – AVALIAÇÃO INTEGRADA DAS RESERVAS ESTÁTICA E GIRANTE66
4.6 – CONCLUSÕES
CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS
5.1 – CONCLUSÕES
5.2 – PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS73

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Modelo de Markov em Dois Estados1	4
Figura 2.2: Curva Horária de Carga2	0
Figura 3.1: Modelo de Carga de Níveis Discretos3	9
Figura 3.2: Modelo Markoviano de Carga4	0
Figura 3.3: Modelo de Markov para a Carga e o Sincronismo de Equipamentos4	0
Figura 3.4: Estados Dispostos em Ordem Cronológica4	3
Figura 3.5: Instante de Início da Reprogramação4	5
Figura 3.6: Estado de Falha $xk$ e sua Vizinhança4	8
Figura 4.1: LOLE em função do Montante de Reserva6	3
Figura 4.2: Modelo de Incerteza na Curva de Carga6	4

## LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1: Dados das Unidades Geradoras do Sistema IEEE RTS
Tabela 4.2: Índices de Confiabilidade para Reserva Girante - Sistema IEEE RTS56
Tabela 4.3: Dados das Unidades Geradoras do Sistema IEEE RTS9658
Tabela 4.4: Índices de Confiabilidade para Reserva Girante Sistema IEEE RTS9658
Tabela 4.5: Indices de Confiabilidade para Diferentes Montantes de Reserva61
Tabela 4.6: Índices para Reserva Girante Sob Incerteza de 2% na Carga - IEEE RTS96 65
Tabela 4.7: Índices para uma Reserva Girante de 440 MW e Incerteza de 2% na Carga 65
Tabela 4.8: Índices para Reserva Estática - IEEE RTS9667
Tabela 4.9: Índices para Reserva Estática Considerando Incertezas na Carga - IEEE RTS96

## LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

CAG - Controle Automático de Geração COPT Capacity outage probability table (tabela de probabilidades das capacidades indisponíveis) Expected energy not supplied (energia esperada não suprida) EENS -Expected power not supplied (potência esperada não suprida) EPNS FOR Forced outage rate (taxa de saída forçada) -GSRSR -Generating System Response State Risk (estado de risco do tempo de resposta da geração) ISR Interconnection System Risk (risco para o sistema interligado) -LOLC Loss of load cost (custo esperado da perda de carga) -LOLD Loss of load duration (duração da perda de carga) -LOLE Loss of load expectation (perda de carga esperada) -Loss of load frequency (frequência de perda de carga) LOLF -Loss of load probability (probabilidade de perda de carga) LOLP -ONS **Operador Nacional do Sistema** Outage Replacement Rate ORR -PJM Pennsylvania - New Jersey - Maryland -SMCNS -Simulação Monte Carlo Não Sequencial SMCS Simulação Monte Carlo Sequencial -SPIN Termo utilizado como sobrescrito para fazer referência à reserva girante SSR Single System Risk (risco para o sistema individual) Value of Loss of Load (valor da perda de carga) VOLL β Coeficiente de Variação -Taxa de falha λ Taxa de reparo μ

$\widetilde{E}[]$	<ul> <li>Valor esperado amostral</li> </ul>
F&D	- Frequência e Duração
U[]	- Distribuição uniforme de probabilidade
V[]	- Variância
NH <sub>ano</sub>	- Número de horas do ano
$X_F$	- Conjunto de estados de falha do sistema
X <sub>S</sub>	- Conjunto de estados de sucesso do sistema

## **CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO**

#### **1.1 – CONSIDERAÇÕES GERAIS**

O principal objetivo de um sistema de potência é atender as necessidades energéticas dos seus consumidores com os menores custos possíveis e com um nível adequado de continuidade e qualidade no suprimento. Entretanto, a operação de um sistema elétrico de potência está sujeita a muitas variações. Essas alterações são ocasionadas, principalmente, pela incerteza na previsão horária da carga, pela falha de geradores e/ou circuitos e, também, pela manutenção dos mesmos. O controle de tais desequilíbrios é realizado através de uma apropriada reserva de capacidade de geração.

A determinação dos requisitos de reserva de geração é um aspecto importante tanto do ponto de vista do planejamento da expansão quanto da operação. Esse problema pode ser conceitualmente dividido em duas partes: requisitos de reserva de capacidade estática e requisitos de reserva operativa [BA96].

A reserva de capacidade estática está relacionada ao planejamento de longo prazo e refere-se à capacidade que deve ser planejada e construída para que o sistema seja capaz de suprir a demanda prevista para o futuro. Por outro lado, a reserva operativa está relacionada ao planejamento de curto prazo e refere-se ao montante de geração sincronizada ou que possa ser sincronizada em tempo hábil para repor a perda de unidades em operação. Além disso, a reserva operativa destina-se também a suprir os acréscimos de carga devido aos erros na previsão de carga de curto prazo. 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. Basicamente, o que difere os dois tipos de reserva é o período de tempo considerado.

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.

Na operação dos sistemas de potência, as unidades geradoras são adequadamente programadas para suprir a demanda prevista para as próximas horas. Uma margem de capacidade de geração nas máquinas sincronizadas, assim como máquinas que possam entrar em operação num curto intervalo de tempo são mantidas como reserva operativa, a fim de garantir o fornecimento ininterrupto de energia.

Embora a divisão da reserva operativa e suas definições variem de um sistema para outro, ela é normalmente dividida em quatro partes: *reserva de regulação, reserva girante, reserva não girante e reserva de reposição.* A reserva de regulação destinase, basicamente, ao controle de frequência por meio da atuação das unidades que participam do controle automático da geração (CAG); a reserva girante tem por finalidade cobrir a perda de unidades sincronizadas ou a ocorrência de qualquer distúrbio inesperado que ocasione déficit de geração; a reserva não girante compreende as unidades de partida rápida (e.g. hidráulica), e destina-se à recomposição da reserva girante. Por fim, a reserva de reposição compreende aquelas unidades, com maior tempo de partida, empregadas para recompor a reserva girante no caso da perda de um grande bloco de geração sincronizada.

O dimensionamento da reserva operativa envolve dois aspectos distintos. O primeiro é a programação das unidades, onde o operador decide quais unidades deverão ser sincronizadas a fim de satisfazer algum critério de operação. O segundo aspecto está associado com o despacho, fase em que é tomada a decisão de quanto de reserva será deixado em cada máquina [S09].

Existem alguns critérios determinísticos para quantificar o valor da reserva de potência. Para tal propósito, define-se como montante mínimo de reserva a capacidade da maior unidade de geração em operação ou uma porcentagem da carga ou, ainda, uma função que considere simultaneamente essas duas alternativas [WW96, GMBK99].

Esses critérios não levam em consideração aspectos como: a natureza estocástica do comportamento do sistema elétrico, a confiabilidade associada a cada unidade de

geração, e a cronologia dos eventos no sistema. Além disso, não é possível saber qual o nível de segurança na operação do sistema. Portanto, as decisões tomadas com base nesses critérios são, na maioria das vezes, soluções pouco econômicas, tanto do ponto de vista do planejamento quanto da operação.

Técnicas probabilísticas têm sido propostas [ABCHJS63, BA96, GMBK99, WE91] para determinar a quantidade de reserva de capacidade que deve estar integrada na operação do sistema. Geralmente são avaliados dois índices de risco: (i) risco das unidades de geração disponíveis, e (ii) risco na resposta do despacho de geração programado para essas unidades [BA96]. O primeiro refere-se à disponibilidade efetiva das unidades para a operação. O segundo refere-se se à capacidade efetiva no momento de tomada de carga, associada diretamente a um estado particular da unidade para sua operação. Normalmente, essas unidades de geração são programadas por uma ordem de mérito econômico.

Em suma, as metodologias probabilísticas permitem obter o risco de uma determinada configuração de geradores não ser capaz de suprir à demanda. Portanto, a decisão sobre o quanto o sistema é confiável recai sobre o problema das concessionárias terem o conhecimento do nível adequado de risco para o sistema que elas operam e serem capazes de modelar adequadamente os elementos do sistema. Sobre esse critério de confiabilidade, torna-se impossível saber, a priori, se o montante de reserva de capacidade associado ao nível de risco é ou não apropriado para atender as necessidades operativas de um sistema elétrico. Faz-se, então, necessária, uma série de estudos para definir tal nível de risco.

O setor elétrico vem sofrendo modificações estruturais importantes. Consequentemente, os estudos de expansão dos sistemas de geração deverão ser capazes de definir novas unidades (tipo e tamanho) por meio de uma medida correta do risco, não apenas verificando os requisitos de reserva estática, mas também aqueles para a reserva operativa. Esses dois tipos de reserva devem ser avaliados de forma integrada nos estudos de planejamento.

Recentemente, algumas metodologias, baseadas no método de simulação Monte Carlo sequencial (SMCS), foram propostas com o intuito de atender essa nova necessidade [MPRFL09, LSMB10]. Embora as ideias apresentadas nestes trabalhos tenham se mostrado satisfatórias, o custo computacional, devido à SMCS, mostrouse como um fator limitante ao emprego dessas metodologias a sistemas de grande porte. Na literatura atual, são raros os trabalhos [C14] que buscam soluções para superar o problema do elevado custo computacional necessário para simular aspectos cronológicos da operação.

Com o intuito de reduzir o esforço computacional necessário para realizar uma análise de confiabilidade da reserva girante de sistemas de geração, tendo em mente o planejamento de médio e longo prazo, esta dissertação de mestrado propõe o emprego da simulação Monte Carlo não sequencial (SMCNS). Esta iniciativa se baseia na grande eficiência computacional da SMCNS, para a qual o número de estados amostrados necessários para estimar índices de confiabilidade, com uma dada precisão, não depende do tamanho do sistema [PB92]. Em outras palavras, o tamanho da amostra requerido para estimar um índice de confiabilidade independe se o sistema possui dez, cem ou mil equipamentos.

No processo de avaliação da reserva girante, o tempo necessário para que uma unidade esteja pronta para suprir a carga (denominado tempo de partida) é um parâmetro relevante e que caracteriza a dependência temporal do processo. Tendo em mente que na SMCNS os estados do sistema são amostrados aleatoriamente, sem qualquer dependência entre eles, torna-se necessário aprimorar o processo de simulação, tornando-o capaz de representar aspectos cronológicos, como as conexões com o estado amostrado e o tempo de partida dos geradores. Sendo assim, para cada estado amostrado na SMCNS, realiza-se um pequeno processo de simulação visando identificar alguns estados antecessores ao estado amostrado e, por conseguinte, determinar a reserva sincronizada ao longo do mesmo.

O principal objetivo da metodologia proposta é obter índices de confiabilidade para reserva girante de sistemas de geração, com o mesmo nível de precisão da SMCS e com custo computacional significativamente menor.

#### 1.2 – REVISÃO DA LITERATURA

Neste trabalho de dissertação, a avaliação da reserva girante de um sistema elétrico é investigada detalhadamente, visto que o principal objetivo é fornecer uma nova metodologia de cálculo adequada ao processo de dimensionamento da reserva girante.

Nesta parte da dissertação, são revistas algumas das mais importantes referências bibliográficas sobre a aplicação de métodos probabilísticos na determinação da reserva de capacidade e suas principais contribuições nesta área. Sem dúvidas, existem muitas outras referências sobre o assunto de interesse, mas todas fornecem resultados semelhantes e utilizam os mesmos conceitos.

Desde 1930, métodos probabilísticos vêm sendo utilizados nos estudos de sistemas elétricos, como pode ser comprovado através de vários trabalhos publicados sobre o tema. Tais publicações dizem respeito à avaliação da capacidade estática de geração. 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 [ABCHJS63], foi proposto o primeiro trabalho importante na avaliação da reserva operativa, o qual foi aplicado à interligação Pennsylvania - New Jersey -Maryland, sendo denominado por PJM. Pretendia-se determinar as necessidades de reserva operativa de tal forma que o serviço de confiabilidade permanecesse constante de uma hora para outra, de um dia para outro e de uma estação sazonal para outra. Foram levados em consideração fatores como mudanças no nível de carga, incerteza no prognóstico de carga no curto prazo e mudanças no tamanho das unidades programadas para a operação. 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 preestabelecido 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.

No ano de 1972 [BJ72a, BJ72b, P72], foram publicados alguns trabalhos mostrando como devem ser usadas as curvas das áreas de risco e das funções de segurança para a determinação da reserva operativa e níveis de risco do sistema. Estes critérios dependem das unidades consideradas na reserva do sistema e de seu tipo (partida rápida, reserva quente, etc.).

Em 1988 [BC88], foi desenvolvida uma técnica para determinar a distribuição coerente de reserva operativa entre as áreas de um sistema interligado. O problema principal a ser resolvido era a definição do conjunto de unidades a serem comissionadas em cada sistema individual, a fim de se atingir o risco especificado no nível da interconexão. O método fornece uma aproximação para achar a solução desse problema, chamada de conceito dos dois riscos. Nesta aproximação, dois índices de risco são selecionados: um índice de risco para o sistema individual SSR (Single System Risk) e outro para o sistema interligado ISR (Interconnection System Risk). Assim, num primeiro momento, as unidades de cada sistema são sincronizadas até que o critério de risco SSR seja alcançado para cada sistema. Uma vez que as unidades sincronizadas em cada sistema satisfaçam ao critério SSR, consideram-se as contribuições das interligações e obtém-se o índice de risco do sistema interligado (ISR). Para aquele sistema, cujo ISR esteja mais distante do valor desejado, uma nova unidade geradora é sincronizada. Caso todos os sistemas apresentem um ISR elevado, as próximas unidades, seguindo a ordem de mérito de cada um dos sistemas, devem ser sincronizadas. Esse procedimento prossegue até que todos os sistemas sejam capazes de satisfazer o critério de risco interligado.

A ideia de utilizar diferentes índices de risco foi novamente empregada 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. Nessa metodologia, os conceitos de estados operativos sugeridos em [BK92] são utilizados para identificar a probabilidade de o sistema operar em cada um dos estados: normal, alerta, emergência e extrema emergência. Uma metodologia de avaliação da reserva operativa para sistemas de geração utilizando critério determinístico combinado com índices de risco probabilísticos foi proposta em [BF94]. Essa estrutura propõe a divisão dos estados operativos do sistema em três grupos: saudáveis, marginais e de falha. Billinton e Fotuhi-Firuzabad propõem, então, que o montante de geração sincronizada seja programado de forma que o risco de falha e a probabilidade de residência na região saudável satisfaçam aos valores limites estabelecidos.

Em 1996 [FBA96], foi apresentada uma aproximação para avaliar o grau de bem estar (well-being) do sistema na resposta de capacidade do sistema de geração. Um índice de risco, denominado estado de risco do tempo de resposta da geração (GSRSR - Generating System Response State Risk), é usado para determinar a programação de carga ou despacho das unidades de geração. O índice de risco GSRSR é definido como o critério de despacho de carga dos geradores. O despacho deve ser tal que o critério de resposta especificado para o sistema seja satisfeito. Uma vez encontrado o número de unidades comissionadas, a reserva operativa pode ser distribuída entre as unidades comissionadas para satisfazer o critério de resposta. A reserva girante é considerada em situação saudável, quando esse montante de reserva, mesmo na falha de uma das máquinas sincronizadas, é ainda capaz de suprir a demanda, sem que haja corte de carga e/ou sincronização de uma nova unidade. Na condição marginal, embora exista capacidade em reserva com tempo de resposta dentro do limite de tempo estipulado, esse montante não é suficiente para suportar a saída de uma das máquinas sincronizadas. Por fim, na condição de risco, na falha de uma das máquinas sincronizadas, haverá corte de carga.

Esses trabalhos, ao utilizar métodos de enumeração de estados para obter índices de risco, apesar de terem apresentado conceitos e resultados importantes, tornamse inadequados para a aplicação em sistemas de grande porte, uma vez que nestes casos a ferramenta mais indicada é a simulação Monte Carlo [LGS10]. Até mesmo Métodos de Enumeração mais eficientes como proposto em [LMC91], apresentam dificuldades em sistemas de grande porte devido à explosão combinatória. Nos últimos anos, a maior parte dos trabalhos sobre reserva girante tem sido direcionada aos aspectos econômicos, como se pode observar em [A03, OK07, LT12, ABC13].

Em [OK07] é proposta uma metodologia para determinar o montante de reserva girante com base na análise dos custos necessários para manter as máquinas sincronizadas e o custo associado ao não atendimento da demanda. Essa metodologia sugere a realização de uma pré-otimização dos requisitos de reserva antes de ser executado o algoritmo de programação das unidades, tendo em vista, o alto custo computacional desta etapa. Na fase de pré-otimização, o objetivo é minimizar o custo total de produção, obtido pela soma dos custos de produção e de não suprimento da demanda. No entanto, esta última parcela do custo total é calculada de forma aproximada, por meio do produto da energia não suprida pelo valor da perda de carga (*VOLL - Value of Loss of Load*).

Em 2012, Liu e Tomsovic [LT12] propuseram um modelo probabilístico de despacho econômico com restrições de segurança para minimizar o custo de energia, reserva girante e possível corte de carga. O método é capaz de agregar a distribuição de probabilidade do vento e da previsão de carga no despacho econômico. O problema é resolvido utilizando programação linear. A referência [ABC13] propôs um modelo de equilíbrio de mercado, que inclui problema da otimização da reserva girante, assim como despacho econômico com restrições de segurança com base nos critérios de confiabilidade em sistemas multiáreas. Em ambos os trabalhos citados, são utilizadas metodologias analíticas, as quais não são capazes de representar adequadamente aspectos cronológicos fundamentais (e.g., variação temporal da carga e da disponibilidade das unidades geradoras) para a avaliação da reserva girante no médio/longo prazo.

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 reduz o custo computacional necessário. Assim, métodos não sequenciais, os quais são ferramentas de extrema utilidade na avaliação da confiabilidade de sistemas de geração e transmissão de grande porte, devem ter sua aplicação investigada também na avaliação da reserva girante.

Por outro lado, o desempenho computacional da SMCS pode ser consideravelmente melhorado através do método da Entropia Cruzada (*Cross Entropy* – CE), tornando a simulação estatisticamente eficiente e possibilitando obter os intervalos de confiança mais estreitos [G12], principalmente na estimação da probabilidade de eventos raros.

Recentemente, em [C14], foi proposta 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 SMCS. O conjunto de parâmetros ótimos do estimador é obtido por um processo adaptativo de otimização estocástica, utilizando o método da Entropia Cruzada.

Com base na descrição das contribuições dos principais trabalhos relevantes à avaliação dos requisitos de reserva de capacidade de sistemas de geração, percebe-se que, embora o desempenho da reserva operativa esteja relacionado à expansão do sistema de geração, esse aspecto não é abordado nos estudos. Geralmente, os estudos de expansão do sistema de geração são realizados sem se preocuparem com os efeitos que a expansão trará na reserva operativa. Além disso, embora as ideias apresentadas nas referências mencionadas tenham se mostrado satisfatórias, o custo computacional, devido à SMCS, mostrou-se como um fator limitante ao emprego dessa metodologia a sistemas de grande porte.

O presente trabalho de dissertação, visando contornar a situação descrita anteriormente, propõe uma nova metodologia para avaliação da confiabilidade de sistemas de geração capaz de realizar uma análise integrada das reservas estática e operativa, com base no uso da SMCNS. O principal objetivo é reduzir o esforço computacional necessário para realizar uma análise de confiabilidade da reserva girante de sistemas de geração, viabilizando o seu emprego em estudos de planejamento destes sistemas.

#### 1.3 – ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Neste trabalho de dissertação apresenta-se uma metodologia para 0 dimensionamento probabilístico da reserva girante, com base no uso da SMCNS. No processo de avaliação da reserva girante, o tempo necessário para que uma unidade esteja pronta para suprir a carga (denominado tempo de partida) é um parâmetro relevante e que caracteriza a dependência temporal do processo. Tendo em mente que na SMCNS, os estados do sistema são amostrados aleatoriamente, sem qualquer dependência entre eles, torna-se necessário criar um artifício que permita representar o tempo de partida dos geradores. Sendo assim, para cada estado amostrado na SMCNS, realiza-se um sorteio entre os estados vizinhos que podem transitar para o estado atual e define-se o estado precedente (estado do qual o sistema veio), bem como sua duração. Em diversas situações, é necessário retornar um pouco mais no tempo, amostrando mais que um estado precedente. Terminada esta amostragem, é feita uma análise cronológica entre os estados precedentes e o atual. Essa análise inclui a programação da geração (despacho), considerando os tempos de partida das unidades. O principal objetivo da metodologia proposta é obter índices de confiabilidade para reserva girante de sistemas de geração, com o mesmo nível de precisão da SMCS e com custo computacional menor.

O trabalho foi dividido em cinco capítulos. Neste capítulo, foram introduzidas as considerações iniciais. Alguns conceitos foram brevemente comentados e algumas das ferramentas que serão utilizadas, tal como simulação Monte Carlo, também foi abordada. Um breve histórico do desenvolvimento das metodologias de dimensionamento da reserva girante também é contemplado neste capítulo.

No Capítulo 2 são descritos os principais conceitos utilizados no dimensionamento probabilístico da reserva estática e girante. Comenta-se sobre os principais índices de confiabilidade e como obtê-los. Descrevem-se, também, as principais metodologias analíticas e de simulação empregadas na avaliação da confiabilidade de sistemas de geração: enumeração de estados, simulação não sequencial e simulação cronológica. Em relação à reserva de potência operativa, mostra-se que

os estudos podem ser de curto prazo, o qual é o tradicional, como também podem envolver horizontes mais longos.

No Capítulo 3 apresenta-se uma nova proposta de avaliação da reserva girante, tendo em mente um horizonte de médio a longo prazo, a qual se baseia, fundamentalmente, no uso da SMCNS.

O Capítulo 4 ilustra a aplicação da metodologia proposta por meio de estudos de casos realizados com dois sistemas teste: IEEE RTS [IEEE79] e IEEE RTS96 [IEEE99]. Alguns resultados são exibidos para mostrar a eficácia e eficiência da metodologia proposta. Adicionalmente, é ilustrada a aplicação da SMCNS no dimensionamento da reserva girante, sendo considerado o impacto de incertezas em relação à demanda prevista.

Por fim, o Capítulo 5 descreve as principais conclusões obtidas nesta dissertação e apresenta algumas sugestões para futuros trabalhos.

## CAPÍTULO 2 – AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE GERAÇÃO

#### 2.1 – INTRODUÇÃO

No planejamento da expansão de sistemas elétricos, determinam-se os reforços (geradores, transformadores, linhas, etc.) que permitem o atendimento da demanda de forma econômica e confiável. Estes são objetivos verdadeiramente conflitantes, uma vez que um sistema altamente confiável requer investimentos elevados, o que implica aumento de custos e maiores tarifas para o consumidor. Sendo assim, é necessária a aplicação de técnicas ou metodologias para as análises dos sistemas elétricos de potência que tornem possível otimizar os custos e a confiabilidade de um sistema elétrico não só na expansão, mas também na operação.

A determinação dos requisitos de reserva de geração é um aspecto importante tanto do ponto de vista do planejamento da expansão quanto da operação. Em relação ao horizonte de estudo, este problema geral pode ser divido em duas partes [LSMB10]: (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). Tradicionalmente, estes dois subproblemas desconsideram as restrições do sistema de transmissão e definem um modelo de geração e um modelo de carga que são combinados para fornecer um modelo de risco do sistema. Recentemente, em [C14], foi apresentada uma investigação do impacto das restrições da transmissão no desempenho da reserva girante, o que aumenta a complexidade do problema, podendo tornar a sua aplicação inviável para sistemas de grande porte.

O presente capítulo apresenta uma revisão das principais técnicas probabilísticas empregadas nos estudos de confiabilidade de sistemas de geração. Inicialmente, é feita uma descrição do processo de avaliação das reservas estática e operativa de sistemas de geração. O capítulo descreve, também, a divisão usualmente adotada para a reserva operativa, bem como apresenta algumas práticas adotadas para o dimensionamento da mesma. Em seguida, é feita uma breve revisão da metodologia tradicional, conhecida como método PJM, a qual é empregada no dimensionamento da reserva em curto prazo.

#### 2.2 – CAPACIDADE DE RESERVA ESTÁTICA

A reserva estática pode ser entendida como a capacidade de geração instalada em excesso necessária para 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 estática. 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 comportamento do sistema elétrico, métodos probabilísticos são a alternativa mais coerente, uma vez que é possível avaliar através dos índices de risco o grau de adequação do sistema para diferentes níveis de reserva.

No âmbito do dimensionamento probabilístico da reserva estática, 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.

#### 2.2.1 – Conceitos Básicos

Na análise de confiabilidade de sistemas de geração, supõe-se que toda a carga e a geração estão concentradas em uma única barra. As restrições no transporte de energia impostas pela rede de transmissão e distribuição são ignoradas. Sendo assim, o desempenho do sistema é medido pela simples comparação entre a geração disponível e a carga momentânea.

Para a avaliação da confiabilidade de um sistema elétrico de potência, tanto no planejamento da expansão como na operação, deve-se contar com modelo matemático apropriado de seus componentes e demanda.

As técnicas de Markov podem ser aplicadas na modelagem do comportamento aleatório de sistemas que variam de maneira discreta ou contínua no tempo e espaço. Nem todos os processos estocásticos podem ser modelados usando as técnicas de Markov, embora tais técnicas possam ser estendidas para avaliar certos tipos de processos [BA92].

Para que as técnicas de Markov sejam aplicáveis, o comportamento do sistema deve ser caracterizado pela *falta de memória*, i.e., os estados futuros de um sistema são independentes de todos os estados passados exceto aquele imediatamente precedente. Portanto, o comportamento futuro de um sistema depende somente do estado em que ele se encontra no momento presente e não dos estados em que residiu anteriormente ou da maneira como chegou ao presente estado. Também é necessário que o processo (estocástico) seja estacionário, o que significa que a probabilidade de transição de um estado para outro é sempre a mesma (estacionária) em qualquer instante de tempo (passado ou futuro).

A taxa transição de um estado *i* para um estado *j* é dada pela Equação (2.1):

$$\lambda_{ij} = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{P[X(t + \Delta t) = j \mid X(t) = i]}{\Delta t}$$
(2.1)

onde a função X(t) é uma variável aleatória que representa o estado do sistema ao final do tempo *t*.

A taxa de transição  $\lambda_{ij}$  pode, ainda, ser interpretada como a razão entre o número de transições ocorridas do estado *i* para o estado *j* e o tempo de residência no estado *i*, como é mostrado na Equação (2.2):

$$\lambda_{ij} = \frac{N^{\underline{o}} \ de \ transições \ do \ estado \ i \ para \ o \ estado \ j}{Tempo \ de \ residência \ no \ estado \ i}$$
(2.2)

O modelo de Markov a dois estados, como o apresentado na Figura 2.1, é frequentemente utilizado para representar as unidades geradoras. Modeladas desta forma, as unidades geradoras podem ser encontradas em dois estados operacionais: disponível (em operação) e indisponível (em reparo).



Figura 2.1: Modelo de Markov em Dois Estados.

Normalmente, os componentes de um sistema de potência, representados por um modelo de Markov a dois estados (operação e falha), incorporam os ciclos de operação e reparo. Para o modelo representado na Figura 2.1, pode-se assumir que o estado 1 representa a operação, por exemplo, de uma unidade de geração, sendo  $\lambda_{ij}$  a taxa de falha, chamada simplesmente de  $\lambda$ , e  $\lambda_{ji}$  a taxa de reparo, chamada simplesmente de  $\mu$ . Essas taxas têm dimensões de número de ocorrências por unidade de tempo e são, usualmente, expressas em termos de ocorrências por ano, no caso dos equipamentos utilizados nos sistemas de potência.

As probabilidades limites (estacionárias) dos estados podem ser obtidas conhecendo-se os parâmetros  $\lambda \in \mu$ . No caso do modelo a dois estados, as probabilidades são dadas pelas Equações (2.3) e (2.4) e são, geralmente, referidas como: disponibilidade (*A*) e indisponibilidade (*U*), ou taxa de saída forçada - *FOR* (*forced outage rate*).

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \tag{2.3}$$

$$U = 1 - A = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \tag{2.4}$$

O parâmetro estocástico FOR é usado nos estudos de planejamento da expansão e constitui uma característica fixa das unidades de geração. Para uma unidade de geração com um tempo de operação longo, a FOR é uma estimativa da probabilidade de que a unidade não estará disponível para operação no futuro. A frequência de encontro de um estado é dada pelo produto da probabilidade de ocorrência deste pela soma das taxas de transição que partem do mesmo.

O funcionamento de um gerador depende de diversos componentes auxiliares. Se um desses componentes falhar, a unidade pode continuar funcionando em um estado de capacidade intermediária. Sendo assim, as unidades geradoras podem ser representadas com maior precisão por modelos de Markov com múltiplos estados. Nesse caso, os modelos são descritos em termos das taxas de transição entre os estados.

Nos estudos de confiabilidade da geração é, frequentemente, empregado um modelo de Markov com múltiplos estados para representar as variações da carga ao

longo do período analisado. Neste caso, cada estado está associado ao nível de carga e as taxas de transição representam a periodicidade com que a carga passa de um nível para outro.

Os índices associados à perda de carga (*Loss of Load Indices*) são obtidos analisando conjuntamente o modelo de carga e os modelos 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 (ou período considerado) e reflete o número médio de horas em que o sistema permanece em estados de falha:

$$LOLE = LOLP \ x \ NH_{ano} \tag{2.5}$$

- onde *NH<sub>ano</sub>* é o número de horas do ano, 8760 horas/ano (365 dias) ou 8736 horas/ano (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 considerado, em decorrência da 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.

$$EENS = EPNS \ x \ NH_{ano} \tag{2.6}$$

- LOLC: valor esperado do custo de interrupção (*Loss of Load Cost*). É o valor médio do custo associado à interrupção do fornecimento, usualmente em \$ por ano (e.g., 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 é dado em ocorrências por ano (oc./ano).

 LOLD: duração média da perda de carga (*Loss of Load Duration*). Quantifica a duração média da falha (geralmente em horas). Este índice pode ser obtido, como demonstrado em [BA92], pela relação:

$$LOLD = \frac{LOLE}{LOLF}$$
(2.7)

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

#### 2.2.2 – Métodos para Determinação da Reserva de Capacidade Estática

As técnicas existentes para avaliação da confiabilidade de sistemas de geração podem ser divididas em duas categorias: analíticas e de simulação computacional estocástica. De modo geral, as metodologias analíticas adotam a representação do sistema por espaço de estados, ao passo que as técnicas de simulação empregam tanto a representação por espaço de estados quanto a representação cronológica. Técnicas analíticas representam o sistema através de um modelo matemático, e.g., modelo markoviano ergódigo, 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 simulação, por outro lado, estimam os índices de confiabilidade 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].

#### 2.2.2.1 – Representação por Espaço de Estados

Na representação por espaço de estados, o sistema é descrito pelos seus estados e pelas possíveis transições entre eles. A transição entre estados do sistema é caracterizada pela mudança do estado de um único componente.

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  $X = (x_1, x_2, ..., x_m)$ , onde  $x_i$  é o estado do i-ésimo componente, com  $x \in \Omega$ , em que  $\Omega$  é o conjunto de todos os possíveis estados dos componentes do sistema. Os índices de confiabilidade correspondem ao valor esperado de uma função teste, E(F) [PB92], obtido pela equação (2.8). As funções teste têm por finalidade verificar

se, e de que forma, a configuração de unidades geradoras selecionada é capaz de suprir a carga.

$$E(F) = \sum_{\mathbf{X} \in \Omega} F(\mathbf{X}) P(\mathbf{X})$$
(2.8)

F(X) é a função teste e P(X) é a probabilidade associada à ocorrência do estado X.

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

Geralmente, algoritmos baseados em espaço de estados seguem três passos fundamentais [LGS10, PB92]:

- Selecione um estado do sistema, definindo suas condições operativas, a disponibilidade de seus equipamentos e os níveis de carga;
- ii) Analise o desempenho do estado selecionado, verificando a capacidade, da configuração selecionada, de atender à carga definida para este estado sem violar limites operativos. Em caso negativo, aplique cortes de carga;
- iii) Estime índices de confiabilidade, executando o cálculo dos índices baseado na análise do estado selecionado. Se a precisão da estimativa dos índices for aceitável, pare. Caso contrário retorne ao passo i.

Na avaliação da confiabilidade baseada na representação por espaço de estados, duas metodologias são utilizadas: a enumeração de estados e a SMCNS.

#### Enumeração de Estados

Na enumeração de estados o objetivo é, em princípio, analisar todos os possíveis estados do sistema. Esse método pode tornar-se computacionalmente dispendioso dependendo da dimensão do sistema. Isso porque o número de estados cresce exponencialmente com o número de componentes do sistema. Por exemplo, um sistema contendo *m* geradores representados pelo modelo de Markov a *n* estados possui  $n^m$ estados possíveis.

Diversos métodos de enumeração foram desenvolvidos, ao longo dos anos, para solucionar os problemas surgidos devido à evolução natural dos sistemas. 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].

No método F&D proposto em [LMC91], é empregada a técnica de convolução para avaliar todos os possíveis estados do sistema. Essa técnica consiste em obter os modelos de capacidade, carga e risco do sistema por meio da combinação dos elementos utilizando a operação de convolução. Comparando o nível de capacidade de geração total e de carga, obtêm-se o nível de reserva. Para obter o modelo de capacidade, as unidades geradoras são combinadas uma a uma, formando uma unidade equivalente. Essa unidade equivalente, assim como cada gerador, é representada em termos dos seus estados de capacidade e as respectivas probabilidades e frequências incrementais. Assim, os parâmetros da unidade *G* equivalente podem ser expressos como se segue:

$$G = \{c_G; p_G; f_G\}$$
(2.9)

onde, por exemplo,  $p_G(g_i)$  é um termo do vetor  $p_G$ , com dimensão  $N_G$ , e representa a probabilidade associada ao estado  $g_i$ .

O comportamento da carga total do sistema pode ser expresso como uma sequência de níveis discretos de carga definidos para o período de análise, conforme ilustrado na Figura 2.2. A partir da curva de carga, é possível construir um modelo de carga descrito pelos mesmos parâmetros utilizados no modelo de geração, isto é,

$$D = \{c_D; p_D; f_D\}$$
(2.10)

onde, por exemplo,  $c_D(L_j)$  é um termo do vetor  $c_D$ , com dimensão  $N_D$ , e que representa a capacidade associada com o nível de carga de  $L_j$ . Note-se que, para manter o conceito de frequência incremental coerente para ambos os modelos de geração e da carga, o vetor *D* deve ser ordenado de tal forma que o estado de maior

capacidade esteja associado ao menor nível de carga, e de modo inverso, o estado de menor capacidade deve estar associado ao valor máximo da carga.



Figura 2.2: Curva Horária de Carga.

O modelo de capacidade de geração representado pela variável aleatória G pode ser combinado com o modelo de carga descrito pela variável aleatória D para produzir o modelo de reserva de potência R, isto é,

$$R = G - D \tag{2.11}$$

е

$$R = \{c_R; p_R; f_R\}$$
(2.12)

Os índices de confiabilidade são, então, calculados pela análise dos estados de capacidade do modelo de reserva, conforme Equações (2.13) a (2.15). É válido salientar que a análise é feita somente para aqueles estados para os quais há uma margem de reserva negativa, ou seja,  $c_R(r_k) = c_G(g_i) - c_D(L_j) < 0$  [LMC91].

$$LOLP = \sum_{k=1}^{N_R} p_R(r_k)$$
 (2.13)

$$LOLF = \sum_{k=1}^{N_R} f_R(r_k)$$
 (2.14)

$$EPNS = \sum_{k=1}^{N_R} c_R(r_k) p_R(r_k)$$
(2.15)

Nas Equações (2.13) a (2.15), o termo  $N_R$  representa o número de estados para os quais a capacidade disponível de geração é inferior à carga.

Os outros três principais índices de confiabilidade LOLE, EENS e LOLD podem ser obtidos por meio das Equações (2.5), (2.6) e (2.7), respectivamente.

#### Simulação Monte Carlo não Sequencial

A técnica de simulação Monte Carlo não sequencial (SMCNS), assim como todas as metodologias analíticas, utiliza a representação do espaço de estado, isto é, a operação do sistema é modelada por *fotografias*, desconsiderando-se seus aspectos cronológicos.

Esse tipo de simulação Monte Carlo perde em relação à simulação sequencial porque não considera diretamente a cronologia do processo estocástico, não sendo capaz de obter distribuições empíricas de probabilidade associadas aos índices do sistema [WB06]. Também requer que os componentes estejam modelados por distribuições exponenciais. No entanto, suas principais vantagens são:

- habilidade de estimar todos os índices, incluindo os índices de frequência e duração;
- esforço computacional significativamente menor que a simulação sequencial.

Isso faz desse método de simulação o mais indicado para a análise de sistemas compostos de geração e transmissão, onde a avaliação por simulação sequencial pode se tornar inviável [MLRSB04]. Esta mesma situação ocorre na avaliação da reserva operativa de sistemas de geração de grande porte.

Na SMCNS, a seleção dos estados do sistema é baseada nas distribuições de probabilidades de seus componentes. Estas distribuições de probabilidades são acessadas por meio de representações markovianas como a apresentada na Figura 2.1. Como exemplo, as probabilidades de ocorrência dos estados de falha ( $P_{DN}$ ) e operação ( $P_{UP}$ ) são conhecidas. Desta forma, o estado de cada componente é determinado por um número amostrado de uma distribuição uniforme U[0,1], como mostra a Equação (2.16). Se  $P(x_i) \leq P_{DNi}$  então o componente *i* está falhado, caso contrário, ele se encontra no estado de operação. Determina-se, então, o vetor *x*, a sua probabilidade P(x) e as funções teste F(x).

$$P(x_i) = U \qquad U = 1, ..., m$$
 (2.16)

Repetindo-se este processo *NS* vezes, é possível calcular a estimativa de  $\tilde{E}[F]$  como a média dos valores encontrados para cada estado  $x^k$  amostrado:

$$\tilde{E}[F] = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} F(x^k)$$
(2.17)

Como F(x) é uma variável aleatória, a estimativa ou média amostral (2.17) também é uma variável aleatória com variância dada por:

$$\tilde{V}[\tilde{E}(F)] = \frac{\tilde{V}(F)}{NS}$$
(2.18)

em que  $\tilde{V}(F)$  é a variância amostral da função F(x). A Equação (2.18) confirma a noção intuitiva de que a precisão do experimento é tão melhor quanto maior for o número de amostras analisadas. A incerteza do processo é normalmente representada pelo coeficiente de variação:

$$\beta = \frac{\sqrt{\tilde{V}[\tilde{E}(F)]}}{\tilde{E}(F)} \times 100\%$$
(2.19)

A convergência do processo de simulação é verificada pelo coeficiente  $\beta$ .

As funções teste para a LOLP, EPNS e LOLF são apresentadas a seguir:

$$F_{LOLP}(x^k) = \begin{cases} 0, & se \ x^k \ \in X_S \\ 1, & se \ x^k \ \in X_F \end{cases}$$
(2.20)

$$F_{EPNS}(x^k) = \begin{cases} 0, & se \ x^k \in X_S \\ \Delta P_k, & se \ x \in X_F \end{cases}$$
(2.21)

$$F_{LOLF}(x^k) = \begin{cases} 0, & se \ x^k \ \in X_S \\ \Delta \lambda_k, & se \ x^k \ \in X_F \end{cases}$$
(2.22)

onde  $X_F$  e  $X_S$  representam, respectivamente, os conjuntos de estados de falha e sucesso,  $\Delta P_k$  é o valor do corte de carga sofrido no estado  $x^k$  e  $\Delta \lambda_k$  é a soma das taxas de transição do estado de falha  $x^k$  para todos os estados de sucesso que podem ser alcançados mediante uma transição.

Os outros três principais índices de confiabilidade LOLE, EENS e LOLD podem ser obtidos por meio das equações (2.5), (2.6) e (2.7) respectivamente.

Os passos básicos de um algoritmo de SMCNS são apresentados a seguir [MPL92]:

- i) faça o número de sorteios NS = 0;
- ii) sorteie um vetor  $x^k \in X$  baseado em sua distribuição de probabilidade P(x); atualize *NS*;
- iii) calcule  $F(x^k)$  para o vetor amostrado;
- iv) estime  $\tilde{E}[F]$  como a média dos valores encontrados;
- v) calcule a incerteza relativa por meio do coeficiente de variação ( $\beta$ ) da estimativa  $\tilde{E}[F]$ ;
- vi) se β é aceitável (menor que a tolerância especificada), pare; senão, retorne ao passo (ii).

Uma característica muito atrativa da SMCNS é a independência entre o número de amostras (*NS*) utilizados para estimar  $\tilde{E}[F]$  e o número de estados  $x \subseteq X$  [PB92].

A maior limitação da SMCNS, bem como de outros métodos baseados na representação por espaço de estados, está na incapacidade de representar o comportamento dependente do tempo de alguns elementos dos sistemas de potência (e.g. operação dos reservatórios). No entanto, é importante ressaltar que é possível avaliar, fazendo algumas alterações no algoritmo padrão, eventos cronológicos por meio da simulação não sequencial. Métodos derivados da simulação não sequencial, com esse intuito, são a simulação pseudo-sequencial [MPL94], a pseudo-cronológica [LMMB00] e a quasi-sequencial [G12].

#### 2.2.2.2 – Representação Cronológica

Os passos utilizados na avaliação da confiabilidade baseada na representação cronológica são semelhantes àqueles empregados na avaliação da confiabilidade via representação por espaço de estados. A diferença básica está na forma como os estados do sistema são selecionados (passo (i) do algoritmo geral para a representação a espaço de estados, apresentado na página 18). No caso cronológico é necessário que os estados sejam gerados sequencialmente no tempo, implicando em diferenças conceituais na estimação dos índices (passo (ii) do algoritmo). Devido à análise sequencial no tempo, a avaliação dos índices de confiabilidade fica equivalente ao cálculo da seguinte expressão [SB77, SPF93]:

$$E[G] = \frac{1}{T} \int_0^T G(t) dt$$
 (2.23)

sendo *T* o período da simulação e G(t) a função teste que verifica em qualquer instante *t* se o estado do sistema é, ou não, adequado. Tomando a LOLP como exemplo, G(t) = 1 se o estado do sistema, no tempo *t*, é de falha. Em caso contrário, G(t) = 0.

Na representação cronológica, dois estados consecutivos diferem um do outro apenas pelo estado de um de seus componentes. Desta forma, o esforço computacional requerido é significativamente maior que aquele apresentado pelas técnicas baseadas em representação por espaço de estados. Isso se torna mais agravante no caso da avaliação da confiabilidade de sistemas de grande porte.
#### Simulação Monte Carlo Sequencial

A simulação Monte Carlo Sequencial (SMCS) é uma ferramenta natural para simular aspectos cronológicos. Ela permite que os mais variados aspectos temporais (e.g., desgaste dos equipamentos em função do tempo de operação, tempos de partida das unidades de geração, hidrologia, etc.) sejam representados.

Uma estimativa para E[G] em (2.23) é dada por:

$$\tilde{E}[G] = \frac{1}{NY} \sum_{k=1}^{NY} G(y_k)$$
(2.24)

em que: *NY* é o número de simulações anuais;  $y_k$  é a série sintética do sistema no ano  $k \in G(y_k)$  é a função que estima os índices de confiabilidade do ano k. O algoritmo da SMCS segue os passos descritos a seguir [MPL94]:

- i) gere uma série sintética anual dos estados do sistema (y<sub>k</sub>) aplicando sequencialmente os modelos estocásticos de falha/reparo dos equipamentos, e considerando o modelo cronológico da carga;
- ii) analise cronologicamente cada estado x da sequência  $y_k$  e acumule os resultados;
- iii) calcule  $G(y_k)$  dos valores acumulados no passo (ii);
- iv) estime o valor esperado dos índices anuais por meio da média dos resultados encontrados nas sequências y<sub>k</sub> simuladas;
- v) calcule os coeficientes de variação (β) das estimativas, utilizando a Equação (2.19);
- vi) verifique se o valor obtido para β é aceitável (menor que a tolerância desejada).
   Em caso afirmativo pare; senão retorne ao passo (i).

Geralmente, utiliza-se a função de distribuição exponencial para a reprodução sintética dos processos de falha e reparo dos equipamentos. Este processo é feito por meio de sorteios alternados dos respectivos tempos de permanência em cada estado. Entretanto, outras distribuições de probabilidades podem ser utilizadas. A aplicação da função teste  $G(y_k)$  é mais simples que o uso de  $F(x^k)$  para o caso da simulação não sequencial. Para avaliar o índice LOLF, por exemplo, basta fazer  $G(y_k)$  igual ao número de interrupções do fornecimento de energia no sistema ou barra, durante a série sintética anual  $y_k$ .

#### 2.2.3 – Avaliação da Reserva Estática

Todos os índices de confiabilidade para a reserva estática abordados na Subseção 2.2.2 podem ser estimados com base na Equação (2.25).

$$PG(t) - L(t) < 0 (2.25)$$

O termo PG(t) representa a capacidade de geração disponível no instante *t*. Essa capacidade disponível leva em consideração falha de geradores, flutuações hidrológicas, etc. O termo L(t) representa a carga no instante *t* e está sujeita aos erros de previsão de demanda de curto e longo prazo.

Geralmente, a decisão sobre qual a melhor configuração de geradores é realizada com base no valor esperado da perda de carga, i.e., LOLE. A escolha do limite aceitável para esses índices tem sido realizada com base na experiência dos planejadores e verificação de situações passadas. Essa medida pode implicar em altos investimentos para manter um risco de falha do sistema muito baixo, o qual é questionado do ponto de vista econômico. Devido a isto, a utilização do índice LOLC (*Loss of Load Cost*) tem se mostrado mais adequada na avaliação das possíveis configurações de expansão. Isso porque esse índice leva em consideração os custos envolvidos com as perdas ocasionadas aos consumidores, decorrentes de deficiências no suprimento de energia.

## 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 [ONS14].

Estes estudos produzem subsídios para o tratamento dos aspectos comerciais envolvidos com a reserva de potência operativa. Através de um adequado planejamento da reserva é possível manter a operação do sistema de forma confiável e econômica.

## 2.3.1 – Divisão e Classificação dos tipos de Reserva

Os tipos de reserva operativa e a sua definição podem variar de sistema para sistema e de país para país. Ela é comumente dividida e classificada seguindo-se os padrões norte-americanos [NERC08].

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.

4. 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 conforme as diretrizes do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Segundo o ONS 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 (2.26):

$$R_{Tk} = \frac{MM_k \times RPG_k}{\sum_{i=1}^n MM_i \times RPG_i} \times R_{Ts}$$
(2.26)

onde *n* é o numero de empresas,  $R_{Tk}$  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

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 [BA96].

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:

$$R(PG^{SPIN}, L, t) = PG^{SPIN}(C, \lambda, t) - L(t, \delta)$$
(2.27)

onde  $PG^{SPIN}$  é a potência de geração sincronizada ou que seja possível sincronizar dentro de um determinado intervalo de tempo; *L* é a carga equivalente do sistema; *C* 

é vetor de capacidades das unidades de geração;  $\lambda$  é a taxa de falha dos componentes do sistema de geração e  $\delta$  representa os erros de previsão na determinação da carga.

Pela Equação (2.27), pode-se perceber que a reserva é uma variável aleatória e, portanto, seu comportamento estocástico deve ser levado em consideração na sua avaliação. 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.

## 2.3.3 – Avaliação da Reserva Operativa a Curto Prazo

Conforme visto anteriormente, critérios determinísticos para quantificar o valor da reserva de capacidade não são coerentes com a natureza estocástica dos sistemas elétricos. Devido à inerente incerteza no processo de determinação da reserva operativa, a consideração de metodologias probabilísticas tornou-se indispensável nesse processo. 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 [ABCHJS63] e [BA96]. Variações dessa metodologia básica foram propostas em alguns trabalhos [BC88, KB95, BA96, GMBK99 e LA07].

O método PJM é um método simples que permite avaliar o índice de risco para o sistema. Este índice é definido como sendo a probabilidade de não suprir a carga prevista durante um período de tempo em que não é possível a substituição de unidades de potência. Esse período de tempo T é designado como tempo de retardo (*lead time*). Durante o período T, não podem ser substituídas unidades que falhem ou colocar em funcionamento outras unidades caso a carga tenha um pico inesperado. O índice de risco representa o risco de não suprir a carga durante T e pode ser reavaliado continuamente em tempo real à medida que a carga e o estado das unidades de geração variam.

As falhas e os reparos das unidades são representados por uma distribuição exponencial, e supondo-se que as unidades geradoras sejam representadas por um modelo de Markov a dois estados, a probabilidade de encontrar o gerador indisponível durante o período *T*, dado que ele estava em operação em t = 0 é:

$$P_{DOWN}(T) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} - \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)T}$$
(2.28)

Uma vez que não se considera a possibilidade de reparo da unidade durante o período *T*, ou seja,  $\mu = 0$ . A Equação (2.28) pode ser reescrita como:

$$P_{DOWN}(T) = 1 - e^{-\lambda T}$$
 (2.29)

Por sua vez, se  $\lambda T \ll 1$ , o que é verdadeiro para valores de *T* pequenos (e.g., 4 horas), a Equação (2.29) pode ser ainda mais simplificada:

$$P_{DOWN}(T) \approx \lambda T = ORR \tag{2.30}$$

A expressão (2.30) é conhecida como taxa de reposição (ORR – *Outage Replacement Rate*) e representa a probabilidade de uma unidade falhar e de não ser substituída durante o período T. O parâmetro ORR é análogo a taxa de saída forçada FOR. A diferença é que a FOR é uma grandeza que não depende do tempo, enquanto que ORR é um valor dependente do tempo que varia com o T considerado.

De modo similar ao que é feito na avaliação da reserva estática utilizando a FOR, é possível construir uma tabela de probabilidades das capacidades indisponíveis (COPT) com base nos valores de ORR das unidades. 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 PG, o risco no tempo T é igual ao valor de probabilidade dada a seguir:

$$Risk(G) = P\{R(PG^{SPIN}, L, t) = PG^{SPIN}(C, \lambda, t) - L(t, \delta) < 0\}$$
(2.31)

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.

A ideia de determinar o montante de reserva sincronizada com base apenas no índice de risco é pouco intuitiva para muitos operadores do sistema. Com o objetivo de contornar esse problema, e prover o operador com mais informações relativas ao grau de adequação do sistema, foi proposta a inclusão de critérios determinísticos no processo de análise da reserva girante [BF94]. O critério determinístico comumente adotado é a perda da maior máquina sincronizada. Na estrutura para análise de confiabilidade preventiva, os estados de sucesso são divididos entre saudáveis e marginais, sendo assim, a reserva girante é considerada em situação saudável, quando esse montante de reserva, mesmo na falha de uma das máquinas sincronizadas, é ainda capaz de suprir a demanda, sem que haja corte de carga e/ou sincronização de uma nova unidade. Na condição marginal, embora exista capacidade em reserva com tempo de resposta dentro do limite de tempo estipulado, esse montante não é suficiente para suportar a saída de uma das máquinas sincronizadas. Por fim, na condição de risco, na falha de uma das máquinas sincronizadas, haverá corte de carga. Os critérios determinísticos podem ser facilmente incorporados no processo de avaliação da reserva girante utilizando o método PJM [BF94]. 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].

Ao se utilizar um nível de detalhamento maior, e mais realístico, o número de estados do modelo do sistema pode aumentar, assim, técnicas de enumeração podem apresentar alto custo computacional. Embora em análises de curto prazo muitas das incertezas do problema, por serem menores, possam ser

desconsideradas sem grande prejuízo aos resultados, uma modelagem mais detalhada pode ser viabilizada por meio da SMCS ou da SMCNS.

#### 2.3.4 – Avaliação da Reserva Operativa a Médio e Longo Prazo

O método PJM calcula o risco de não suprir a carga prevista durante um período de tempo, i.e., algumas poucas horas. Além do mais, o operador sabe a priori quais unidades geradoras estão disponíveis para atender uma determinada carga. Se considerado em conjunto com os custos da geração, uma programação ótima da reserva pode ser obtida [GMBK99].

No caso do planejamento a médio ou longo prazo, o operador não sabe exatamente quais unidades estarão disponíveis a cada período de tempo, portanto, a avaliação de risco deve levar em conta a evolução cronológica do sistema. Esse tipo de avaliação é bem conhecido nos estudos de planejamento da reserva estática [BA96] e [LMC91], mas raramente mencionada para a reserva operativa [LMSR07].

0 setor elétrico vem sofrendo modificações estruturais importantes. Consequentemente, os estudos de expansão dos sistemas de geração deverão ser capazes de definir novas unidades (tipo e tamanho) por meio de uma medida correta do risco, não apenas verificando os requisitos de reserva estática, mas também aqueles para a reserva operativa. Esses dois tipos de reserva devem ser avaliados de forma integrada nos estudos de planejamento. Recentemente, algumas metodologias, baseadas no método de SMCS, foram propostas com o intuito de atender essa nova necessidade. Embora as ideias apresentadas nas referências [MPRFL09, LSMB10] tenham se mostrado satisfatórias, o custo computacional, devido à SMCS, mostrou-se como um fator limitante ao emprego dessas metodologias a sistemas de grande porte. Com o intuito de reduzir o esforço computacional necessário para realizar uma análise de confiabilidade da reserva girante de sistemas de geração, tendo em mente o planejamento de médio e longo prazo, esta dissertação propõe o emprego do método de SMCNS com algumas modificações para considerar o tempo de partida dos geradores, tal como se descreve no próximo capítulo.

## 2.3.5 – Índices para Reserva Girante

De modo semelhante ao que é feito na análise da reserva estática, para a reserva operativa, mais especificamente a girante, os índices LOLP, LOLE, EPNS, EENS, LOLF e LOLD, são agora calculados com base na equação de balanço apresentada na Equação (2.32).

$$PG^{SPIN}(t) - L(t) < 0$$
 (2.32)

onde  $PG^{SPIN}(t)$  representa o montante de geração sincronizada e L(t) representa a carga demandada no instante de tempo t.

A diferença entre reserva estática e girante é que no caso da reserva girante, as funções teste utilizadas para estimar os índices levam em conta somente a parcela da geração disponível que se encontra sincronizada no instante de tempo *t*. Os índices obtidos com base na Equação (2.32) refletem o tempo de partida das unidades e as estratégias operacionais, representadas por meio dos montantes definidos para reserva sincronizada e a lista de ordem de mérito.

Considerando uma simulação cronológica, os índices LOLE e EENS associados à reserva girante são calculados pelas seguintes funções teste:

$$F_{LOLE}^{SPIN}(t) = \begin{cases} \Delta t, & se \ PG^{SPIN}(t) - L(t) < 0\\ 0, & caso \ contrário \end{cases}$$
(2.33)

$$F_{EENS}^{SPIN}(t) = \begin{cases} \Delta P^{SPIN} \mathbf{x} \, \Delta t, & se \, PG^{SPIN}(t) - L(t) < 0\\ 0, & caso \, contrário \end{cases}$$
(2.34)

Nas expressões anteriores, o termo  $\Delta t$  equivale ao intervalo de tempo entre o instante da análise e o instante precedente; e o termo  $\Delta P^{SPIN}$  representa o montante de potência cortada devido à insuficiência de geração sincronizada.

Para o cálculo do índice LOLF, a função teste equivale ao número total de interrupções observadas na série sintética amostrada.

Com o intuito de distinguir as equações associadas à reserva girante daquelas relacionadas à reserva estática, adotou-se nos Capítulos 3 e 4 que os termos sem sobrescrito são relacionados à reserva estática. Já os termos com sobrescrito SPIN são relacionados à reserva girante.

Especificamente para a simulação não sequencial, as funções teste, para cálculo dos índices de confiabilidade associados à reserva girante, são mostradas no capítulo seguinte.

# 2.4 – CONCLUSÃO

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.

O presente capítulo apresentou as principais metodologias analíticas e de simulação empregadas na avaliação da confiabilidade de sistemas de geração: enumeração de estados, simulação não sequencial e simulação cronológica.

Em relação à reserva girante, apresentaram-se os conceitos básicos relacionados ao dimensionamento probabilístico da reserva girante de geração. Primeiramente, foi feita uma descrição sucinta da divisão e classificação que normalmente se adota para a reserva operativa: regulação, girante, não girante e reposição. Em relação à reserva de potência operativa, foi mostrado que os estudos podem ser de curto prazo, o qual é o mais tradicional, como também podem envolver horizontes mais longos. Na análise de curto prazo, sabe-se previamente quais unidades estão disponíveis e suas respectivas capacidades. Os estudos relativos a horizontes mais longos envolvem, em geral, somente a análise dos requisitos de reserva estática. Nesse tipo de análise, usualmente, a taxa de falha, o tempo médio de reparo e o tamanho das unidades são utilizados como parâmetros para a tomada de decisão sobre qual configuração de geradores deverá ser utilizada.

O capítulo seguinte apresenta a metodologia proposta para avaliação da reserva operativa, tendo em mente a sua aplicação em estudos de longo prazo.

# CAPÍTULO 3 – METODOLOGIA PROPOSTA PARA DETERMINAÇÃO DA RESERVA GIRANTE

# 3.1 – INTRODUÇÃO

Em função da crescente utilização de fontes de energias renováveis, o dimensionamento da reserva girante passou a ser feito também num horizonte de longo prazo. Para subsidiar este dimensionamento, as metodologias apresentadas em [PMLS08, MPRFL09, LSMB10] propõem a utilização da simulação Monte Carlo sequencial (SMCS), a qual é naturalmente indicada para representar os aspectos cronológicos necessários à obtenção dos tradicionais índices de confiabilidade para a reserva girante. As referências [PMLS08] e [MPRFL09] utilizam um processo simplificado, no qual se considera um tempo de sincronismo de uma hora para todas as unidades geradoras. Em [LSMB10], é proposto um modelo mais complexo que permite considerar tempos de sincronismo diferentes para as unidades.

Embora esses trabalhos tenham conseguido contornar o problema do dimensionamento da reserva girante, tendo em vista um horizonte de longo prazo, eles apresentam o inconveniente do elevado esforço computacional exigido pela simulação sequencial ou cronológica. Em sistemas de grande porte, os métodos propostos em [MPRFL09, LSMB10] podem exigir tempos de processamento muito elevados para obter índices de confiabilidade para a reserva girante com uma precisão aceitável. Uma recente iniciativa para reduzir o elevado esforço computacional apresentado pela SMCS, na avaliação da reserva girante, foi proposta em [C14]. Outra importante frente para viabilizar estudos envolvendo sistemas de grande porte está na investigação do emprego de técnicas não sequenciais.

Neste contexto, o presente trabalho propõe uma nova metodologia de avaliação de índices de confiabilidade para a reserva girante, baseada na simulação Monte Carlo não sequencial (SMCNS). O principal objetivo da metodologia proposta é obter índices de confiabilidade para reserva girante de sistemas de geração, com um baixo custo computacional.

## 3.2 – METODOLOGIA PROPOSTA

Com vista a avaliar adequadamente o nível de reserva girante de um sistema de geração, tendo em mente um horizonte de médio a longo prazo, com custo computacional baixo, a metodologia proposta neste trabalho segue alguns princípios que são descritos a seguir.

O primeiro passo para a análise da reserva girante é definir o montante mínimo de geração que deverá ser deixado como reserva ao longo da operação. Esse montante pode ser especificado de quatro formas diferentes: (i) percentual da carga horária; (ii) montante igual à capacidade da maior máquina sincronizada; (iii) um montante fixo; (iv) a combinação dos três critérios anteriores. É interessante observar que a consideração da reserva girante no planejamento da operação em longo prazo, além de permitir antever ajustes necessários ao dimensionamento desta reserva, possibilita uma análise do desempenho futuro do sistema mais realista.

Para a avaliação da confiabilidade de um sistema elétrico de potência, tanto no planejamento da expansão como na operação, deve-se contar com modelo matemático apropriado de seus componentes.

Neste trabalho de dissertação de mestrado, para a análise dos requisitos de reserva girante via SMCNS são utilizados modelos de Markov para representar as unidades geradoras, a carga e o processo de sincronização das unidades.

#### 3.2.1 – Modelo das Unidades Geradoras

A escolha de um modelo apropriado para representar o comportamento estocástico das unidades geradoras é um aspecto crítico na análise de confiabilidade de sistemas de geração. Essencialmente, deve-se representar o ciclo de falha/reparo das unidades. Adicionalmente, é possível utilizar um nível de detalhamento maior, e mais realístico, visando, por exemplo, representar a disponibilidade de potência das unidades, devido aos recursos naturais, tais como água, vento, radiação solar, dentre outros.

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, supõe-se que toda a carga e a geração estão concentradas em uma única barra (modelo "barra única"). 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].

O sistema de geração é composto por um conjunto dos mais variados componentes, tais como geradores, cargas, entre outros. Um estado do sistema consiste na combinação dos estados de operação de cada um destes componentes. Processos de Markov têm sido utilizados na avaliação de confiabilidade para modelar o comportamento de equipamentos e sistema.

Os processos de Markov são processos estocásticos que apresentam a particularidade, chamada de memória markoviana, em que os estados passados são irrelevantes para a predição do estado futuro, desde que o estado atual seja conhecido. Também é necessário que o processo (estocástico) seja estacionário, o que significa que a probabilidade de transição de um estado para outro é sempre a mesma (estacionária) em qualquer instante de tempo (passado ou futuro).

O modelo de Markov a dois estados, apresentado na Figura 2.1, é utilizado para representar o processo de falha/reparo das unidades geradoras. O sorteio é realizado através da sua taxa de saída forçada (*FOR*) dada pela Equação (2.4), as taxas de falha ( $\lambda$ ) e reparo ( $\mu$ ) são utilizadas para os cálculos dos índices de F&D.

#### 3.2.2 – Modelo da Carga

Qualquer modelo de carga é uma aproximação da carga real do sistema. Sua precisão depende da quantidade e qualidade dos dados disponíveis. Em seu modelo mais geral, a carga é considerada como uma sequência cronológica de T níveis discretos de carga, cada um com duração  $\Delta t$ , por exemplo, de uma hora,

semelhante ao ilustrado na Figura 3.1. A curva de carga *L* contém, por exemplo, 8760 pontos que representam os níveis de carga para 8760 horas.



Figura 3.1: Modelo de Carga de Níveis Discretos

Hipóteses markovianas sempre podem ser verificadas não somente para saídas forçadas de equipamentos, mas também para as cargas. Se elas são aceitáveis, as estimativas baseadas nestes modelos serão satisfatórias.

A metodologia proposta nesta dissertação de mestrado considera um modelo de carga markoviano não agregado (i.e., sem agrupamento de estados) [ML04], em que cada estado representa a demanda média horária do sistema. Por meio deste modelo markoviano, é possível capturar informações cronológicas acerca da operação do sistema. O modelo utiliza uma taxa constante de transição de carga  $\lambda_L = 1/\Delta t$ , onde  $\Delta t$  representa a unidade de tempo utilizada para discretizar o período *T* (e.g.,  $\lambda_L = 1$  transição por hora). Como todas as taxas de transição são as mesmas, a carga irá permanecer, em média,  $\Delta t$  horas (e.g., 1 hora) em cada nível, e *T* horas (e.g., 8760 horas), em média para o período total de análise. Este conceito é um caso particular do modelo de Markov para níveis múltiplos de carga não agregado, conforme Figura 3.2, proposto em [LMMB00].



Figura 3.2: Modelo Markoviano de Carga

#### 3.2.3 – Processo de Sincronização das Unidades

A representação do processo de sincronização das unidades na SMCNS é bem mais complexa do que na SMCS. Para que haja coerência entre os modelos representativos da geração e da carga, o processo de sincronização das unidades deve também assumir um comportamento markoviano.

Para simplificar a representação do processo de sincronização, assume-se que todas as unidades precisam de uma hora para estar preparadas para suprir a carga. Deste modo, os estados de sincronização programada das unidades geradoras e dos patamares de carga podem ser representados em um só modelo markoviano, reproduzido pela Figura 3.3.





No modelo da Figura 3.3,  $L_h$  representa o patamar da carga e  $S_h(E_m)$  representa o estado da sincronização programada para o gerador m (se este gerador está ou não programado para ser/estar sincronizado) no estado/hora h. A taxa de transição entre os estados, representada por  $\lambda_{LS}$ , é constante e igual ao inverso do intervalo de

discretização  $\Delta t$ . A transição entre os estados de carga e de sincronização programada ocorre de maneira conjunta, isto é, se a carga transita de  $L_{h-1}$  para  $L_h$ , o gerador 1 transita de  $S_{h-1}(E_1)$  para  $S_h(E_1),...$  e o gerador *m* transita de  $S_{h-1}(E_m)$  para  $S_h(E_m)$ .

Em virtude do uso da taxa de transição constante ( $\lambda_{LS}$ ), a carga e a sincronização dos equipamentos permanecerão, em média,  $\Delta t$  horas (e.g., 1 hora) em cada estado. Portanto, a hora *h* do modelo corresponderá, em média, à hora *h* do período em análise, seja ele equivalente a um ano, ou a um conjunto de meses ou semanas.

O procedimento para representar o sincronismo das unidades na SMCNS é descrito a seguir. Salienta-se que foi assumido um tempo de partida de uma hora para todas as unidades geradoras.

Ao ser feito o sorteio do estado  $x^k$ , são definidas as unidades disponíveis e o nível de carga. Apenas com essas informações e o critério de reserva girante não é possível determinar quais unidades disponíveis estão sincronizadas no estado  $x^k$ . Para tal, é necessário representar a cronologia dos estados imediatamente antecessores ao estado  $x^k$  até contabilizar duas transições de carga/sincronização. Cabe ressaltar que a cada transição de carga, cujo estado tem duração média de uma hora, define-se a sincronização programada para o próximo estado/patamar de carga.

O método de transição de estados [KTIH80], com algumas alterações, é utilizado para a identificação dos estados (e respectivas durações) anteriores ao estado  $x^k$ , amostrado pela simulação não sequencial. Apenas a simulação para trás (*backward*) da técnica pseudo-cronológica [LMMB00] é utilizada. Portanto, a amostragem de um estado  $x^m$  antecessor ao estado  $x^k$  é feita com base na distribuição de probabilidade da frequência de ingresso no estado  $x^k$ . Ao se amostrar um estado, conhece-se a condição operativa de todos os componentes e a probabilidade de ocorrência associada a ele. Um estado  $x^m$  vizinho de  $x^k$  é definido pela mudança de estado de um único componente (falha ou reparo) ou pela mudança da carga.

A transição do sistema decorre da transição de um único componente (gerador ou carga), o qual parte de um estado *a* em direção a um estado *b*. Seja,  $P(x^k)$  a

probabilidade associada ao estado amostrado  $x^k$ . Logo,  $P(x^m)$ , probabilidade do estado  $x^m$  antecessor ao estado  $x^k$ , definido pela mudança de estado do componente *j* (gerador ou carga), é obtida multiplicando-se  $P(x^k)$  pela razão entre as probabilidades do componente que transitou (componente *j*) residir nos estados anterior ( $P(x_i^m = a)$ ) e atual ( $P(x_i^k = b)$ ).

$$P(x^{m}) = P(x^{k}) \frac{\left(P(x_{j}^{m} = a)\right)}{\left(P(x_{j}^{k} = b)\right)}$$
(3.1)

Conhecida a probabilidade de ocorrência do estado  $x^m$ , determina-se a frequência de ingresso no estado  $x^k$  partindo de  $x^m$ :

$$\left(Freq_{m,k}\right) = P(x^m)\lambda_{m,k} \tag{3.2}$$

em que  $\lambda_{m,k}$  é a taxa de transição do estado  $x^m$  para o estado  $x^k$ .

Com base na Equação (3.2) é obtida a distribuição de probabilidade da frequência de ingresso no estado  $x^k$ , por meio da qual é amostrado o estado antecessor  $x^m$ . Este processo de amostragem deve ser repetido ao menos uma vez, de modo a se obter duas transições de carga. Obviamente, nos casos em que um ou mais estados antecessores são decorrentes de transição de equipamento, haverá necessidade de amostrar um número maior de estados antecessores ao estado  $x^k$ .

O tempo de permanência do sistema em cada um dos estados amostrados (inclusive o estado  $x^k$ ) é obtido conforme se mostra na Equação (3.3).

$$Dur(x^m) = -\frac{1}{\lambda_m^{out}} \ln(U)$$
(3.3)

em que  $\lambda_m^{out}$  é a taxa de saída do estado  $x^m$  e U é um número aleatório amostrado de uma distribuição uniforme entre 0 e 1.

Em seguida, os estados amostrados até que sejam contabilizadas duas transições de carga/sincronização devem ser ordenados no sentido positivo dos tempos. Obviamente, o primeiro estado ordenado será decorrente de uma transição de carga e seu início corresponderá ao instante  $t_1 = 0$ . Adicionalmente, os tempos de ocorrência (i.e., de início) dos demais estados são obtidos acumulando-se as durações dos estados anteriores. A título de exemplo, o início do estado  $x^2$  corresponderá ao instante  $t_2 = t_1 + Dur(x^1)$ . A Figura 3.4 ilustra como ficam os estados após serem dispostos em ordem cronológica crescente. Salienta-se que o estado  $x^2$  é decorrente de uma transição (falha ou reparo) de unidade geradora e que o estado  $x^3$  corresponde ao estado  $x^k$ , amostrado pela simulação não sequencial (passo *ii* do algoritmo básico da Subseção 2.2.2.1).



Figura 3.4: Estados Dispostos em Ordem Cronológica

Para facilitar a compreensão do processo de sincronização das unidades geradoras, a seguinte nomenclatura é utilizada:  $x^{ci}$  é o i-ésimo estado vizinho de  $x^k$ , definido por uma transição de carga;  $x^{qi}$  é o i-ésimo estado vizinho de  $x^k$ , definido por uma transição de falha de gerador e  $x^{pi}$  é o i-ésimo estado vizinho de  $x^k$ , definido por uma transição de reparo de gerador. Portanto, o estado  $x^{c1}$ , que corresponde ao estado  $x^1$  da Figura 3.4, é utilizado para definir a programação da geração que entrará em operação no estado  $x^k$ . Logo, em função dos estados amostrados podem-se ter as situações descritas a seguir:

**Duas transições consecutivas de carga:** essa é a situação mais frequente. Nesse caso, os estados antecedentes a  $x^k$  são definidos apenas por transições de carga. A primeira transição de carga (no sentido crescente do tempo) marca o início do estado  $x^{c1}$ , para o qual se define o instante t = 0. A segunda transição de carga marca o início do estado  $x^k$ . Neste caso, o estado  $x^{c2}$  é o próprio estado  $x^k$ . Com as unidades disponíveis no estado  $x^{c1}$  e o patamar de carga do estado  $x^k$ , as unidades

são sincronizadas para satisfazer a carga mais o critério de reserva no estado  $x^k$ . Essa será a geração sincronizada no estado  $x^k$ .

*Transição de quebra de gerador não sincronizado*: independentemente do instante de ocorrência desta transição, a mesma não afeta a geração sincronizada definida em  $x^{c1}$ , pois o gerador que falhou não faz parte da sincronização programada.

*Transição de quebra de gerador sincronizado:* nesse caso, a quebra do gerador afeta a geração sincronizada definida em  $x^{c1}$ . Primeiramente, altera-se a capacidade sincronizada em  $x^k$ , retirando-se o gerador quebrado. Posteriormente, em caso de violação do critério de reserva, é necessário fazer a reprogramação da geração sincronizada e definir o instante de tempo em que a reprogramação entrará em operação. O momento em que a reprogramação entrará em vigor é definido adicionando-se ao instante de início do estado  $x^{qi}$  um tempo de reprogramação amostrado a partir de uma distribuição exponencial com duração média de uma hora.

**Transição de reparo de gerador:** assim que um gerador é reparado ele pode ser utilizado para recompor a reserva girante, quando necessário. Então, nos casos em que o critério de reserva não é atendido, deve-se fazer a reprogramação da geração sincronizada e definir o instante de tempo em que ela entrará em operação. Para a definição deste instante deve-se proceder de maneira semelhante à descrita na situação anterior, somando-se o tempo de reprogramação amostrado ao instante em que o reparo do gerador é concluído (início do estado  $x^{pi}$ ).

A Figura 3.5 ilustra a situação em que houve falha de gerador sincronizado com consequente violação do critério de reserva girante. Por meio desta figura percebese que, em função do tempo de sincronização amostrado, a reprogramação pode entrar em operação em três instantes distintos:

a) antes do início do estado x<sup>k</sup> – nessa situação a geração sincronizada definida em x<sup>c1</sup> é substituída pela geração reprogramada em x<sup>q1</sup>, para a qual são utilizados apenas os geradores disponíveis no início do estado x<sup>q1</sup>;

- b) durante o estado  $x^k$  neste caso o estado  $x^k$  é dividido em dois intervalos de tempo. O primeiro intervalo fica compreendido entre o início do estado  $x^k$  ( $t_{kini}$ ) e o instante em que a reprogramação entra ( $t_{r1}$ ). Nesse intervalo a geração sincronizada é aquela definida em  $x^{c1}$ , porém subtraída pela capacidade do gerador que falhou em  $x^{q1}$ . O segundo intervalo fica compreendido entre o instante em que a reprogramação entra em vigor ( $t_{r1}$ ) e o final do estado  $x^k$  ( $t_{kf}$ ). A geração sincronizada para esse intervalo é obtida pela reprogramação dos geradores disponíveis em  $x^{q1}$ ;
- c) depois do estado  $x^k$  neste último caso a geração sincronizada durante todo o estado  $x^k$  é aquela programada em  $x^{c1}$ , porém subtraída pela capacidade do gerador que falhou em  $x^{q1}$ .



c - a reprogramação entra depois do final de x<sup>k</sup>.

Figura 3.5: Instante de Início da Reprogramação

Nas situações (a) e (b) da Figura 3.5, um raciocínio análogo pode ser aplicado ao reparo de gerador em momentos de não atendimento ao critério de reserva girante, bastando substituir  $x^{q1}$  por  $x^{p1}$ . Excepcionalmente, quando são amostradas duas ou mais quebras de geradores sincronizados, pode haver uma sobreposição de reprogramações da geração sincronizada durante o estado  $x^k$ . Um cuidado especial deve ser tomado nestas situações, quando podem ocorrer três ou mais subintervalos do estado  $x^k$ .

# 3.2.4 – Estimação dos Índices de Probabilidade e Energia Relativos à Reserva Girante

Conhecidas as situações que influenciam a capacidade de geração sincronizada durante o estado  $x^k$  é possível estabelecer as funções teste necessárias para avaliar os índices que fornecem a probabilidade de perda de carga (LOLP – *Loss of Load Probability*) e a potência esperada não suprida (*EPNS* – *Expected Power Not Supplied*) para a reserva girante:

i) quando não há subdivisão de  $x^k$ 

$$F_{LOLP}^{SPIN} = \begin{cases} 0, & se \ x^k \in X_S \\ 1, & se \ x^k \in X_F \end{cases}$$
(3.4)

$$F_{EPNS}^{SPIN} = \begin{cases} 0, & se \ x^k \in X_S \\ \Delta P_k, & se \ x^k \in X_F \end{cases}$$
(3.5)

ii) quando há subdivisão de  $x^k$ 

$$F_{LOLP}^{SPIN} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{int}} Dur_i \times B_i}{Dur(x^k)}$$
(3.0)

$$F_{EPNS}^{SPIN} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{int}} Dur_i \ge \Delta P_i}{Dur(x^k)}$$
(3.7)

(3 6)

Nas Equações (3.4) e (3.5), os termos  $X_S$ ,  $X_F$  e  $\Delta P_k$  representam, respectivamente, o conjunto dos estados de sucesso, o conjunto dos estados de falha e o montante de carga cortado no estado  $x^k$ . Os conjuntos dos estados de sucesso e de falha ocorrem, respectivamente, quando as relações  $PG^{SPIN}(x^k) - L(x^k) \ge 0$  e  $PG^{SPIN}(x^k) - L(x^k) < 0$  são obedecidas.

Já nas Equações (3.6) e (3.7), os termos  $Dur_i$  e  $Dur(x^k)$  correspondem, respectivamente, à duração do intervalo definido pela entrada da reprogramação da geração e à duração do estado  $x^k$ . Na Equação (3.6),  $B_i$  é uma variável binária que assume o valor 1, se a capacidade de geração sincronizada no intervalo *i*  $(PG^{SPIN}(x^i))$  é menor que a carga do estado  $x^k$   $(L(x^k))$ , ou o valor 0, em caso contrário. Na Equação (3.7),  $\Delta P_i$  corresponde ao montante de carga cortado no intervalo *i*, podendo ser igual a 0 para um ou até mesmo para todos os subintervalos de  $x^k$ .

#### 3.2.5 – Estimação da LOLF via Transição de Estados um Passo Atrás

Com relação ao índice LOLF, será necessário um maior detalhamento do processo de estimação. O valor médio da frequência da falha é usualmente obtido pela contabilização da frequência de egresso dos estados de falha em direção aos estados de sucesso. Em [ML04], foi proposta um técnica muito eficiente, denominada processo de transição um passo à frente, a qual consiste na obtenção de uma amostra representativa de transições originadas a partir de estados de falha. Com base nesta amostra, é possível estimar a frequência com a qual o sistema cruza a fronteira FALHA – SUCESSO (i.e., a frequência de falha). Este processo pode ser perfeitamente empregado também para a avaliação da frequência de falha em termos da reserva girante. Porém, em virtude de já estar disponível uma simulação para trás, utilizada para a obtenção de índices de probabilidade e de energia, optou-se, nesta dissertação de mestrado, por estimar a frequência de falha no sentido SUCESSO – FALHA.

De maneira simplificada, o processo proposto consiste em amostrar e avaliar um estado antecessor ( $x^m$ ) ao estado de falha  $x^k$ , de modo a identificar uma possível transição SUCESSO-FALHA. Por se tratar de uma análise de reserva girante, é

necessário regredir um pouco além do estado  $x^m$ , para que o mesmo possa ser avaliado. Portanto, comparativamente ao processo de estimação de índices de probabilidade e energia, para o qual apenas o estado  $x^k$  é avaliado, tem-se uma análise adicional no sentido contrário do tempo. Por esta razão, o método recebe o nome de Transição de Estados um Passo Atrás. Para um melhor entendimento deste método, é necessário abordar, primeiramente, alguns conceitos sobre a estimação da frequência de falha.

A Figura 3.6 é utilizada para explicar o processo empregado na estimação da LOLF. Nesta figura, MQ e MS representam, respectivamente, o conjunto de estados quaisquer e o conjunto de estados de sucesso, a partir dos quais o sistema pode ingressar no estado de falha  $x^k$ . Logicamente, apenas as frequências de transição partindo de estados pertencentes ao conjunto MS devem ser computadas. Portanto, a função teste a ser utilizada para avaliar a LOLF deve permitir o cômputo das frequências de ingresso em  $x^k$  originadas a partir dos estados  $x^1, x^2, ..., x^{MS}$ , o que pode ser alcançado a partir da Equação (3.8).



Figura 3.6: Estado de Falha  $x^k$  e sua Vizinhança.

$$F_{LOLF}^{SPIN} = \begin{cases} 0, & se \ x^k \in X_S \\ \Delta \lambda_k^{in\_MS}, & se \ x^k \in X_F \end{cases}$$
(3.8)

Para considerar desbalanço de frequência, o que ocorre ao menos em relação à carga,  $\Delta \lambda_k^{in\_MS}$  deve corresponder ao somatório ponderado das taxas de transição entre estados do conjunto *MS* e o estado  $x^k$ , conforme Equação 3.9. Para explicar a

Equação (3.9), é necessário lembrar que cada transição do sistema decorre da transição de um único componente (gerador ou carga), o qual parte de um estado *a* em direção a um estado *b*. Então, a taxa de ingresso em  $x^k$  partindo de um estado de sucesso  $x^m$  ( $\lambda_{m,k}$ ) deve ser multiplicada pela razão entre as probabilidades do componente que transitou (componente *j*) residir nos estados anterior ( $P(x_j^m = a)$ ) e atual ( $P(x_j^k = b)$ ). Esta ponderação é necessária para que o processo de estimação se torne capaz de capturar as probabilidades dos estados de origem (e não de  $x^k$ ), a partir das quais são obtidas as frequências de ingresso em  $x^k$ .

$$\Delta \lambda_k^{in\_MS} = \sum_{m=1}^{MS} \lambda_{m,k} \times \left( \frac{\left( P(x_j^m = a) \right)}{\left( P(x_j^k = b) \right)} \right)$$
(3.9)

É necessário destacar que para viabilizar o emprego da Equação (3.8) seria necessário avaliar todos os estados antecessores a  $x^k$ , o que para a análise da reserva girante não é trivial, resultando em custo computacional elevado. Porém, utilizando o mesmo conceito adotado pelo processo de transição um passo à frente, é possível considerar apenas o estado anterior amostrado pela simulação para trás, a qual foi realizada para a obtenção de índices de probabilidade e de energia. Para tal, deve ser empregada a função teste dada pela Equação (3.10).

$$F_{LOLF}^{SPIN} = \begin{cases} \Delta \lambda_k^{in}, & se \ x^k \in X_F \ e \ x^m \in X_S \\ 0, & em \ caso \ contrário \end{cases}$$
(3.10)

onde  $\Delta \lambda_k^{in}$  é a soma ponderada de todas as transições de ingresso em  $x^k$ , originadas tanto de estados de sucesso, quanto de estados de falha (i.e., conjunto MQ), conforme descrito na Equação (3.11).

$$\Delta \lambda_k^{in} = \sum_{l=1}^{MQ} \lambda_{l,k} \times \left( \frac{\left( P(x_j^l = a) \right)}{\left( P(x_j^k = b) \right)} \right)$$
(3.11)

Vale frisar que, na Equação (3.10),  $x^m$  é o estado amostrado na simulação para trás, podendo ser um estado de sucesso ou de falha.

A Equação (3.12) fornece o somatório das frequências de ingresso no estado  $x^k$ , partindo de todos os seus vizinhos (conjunto *MQ*). Este somatório fornece a base para a construção da distribuição de probabilidade das frequências de ingresso em  $x^k$ . Considerando que o processo de amostragem do estado  $x^m$  é baseado nesta distribuição de probabilidade, pode-se concluir que a combinação do mesmo com a Equação (3.10) está em perfeita conformidade com a utilização da Equação (3.8).

$$\sum_{l=1}^{MQ} \left( Freq_{l,k} \right) = \sum_{l=1}^{MQ} \lambda_{l,k} \times P(x^l) = P(x^k) \sum_{l=1}^{MQ} \lambda_{l,k} \times \left( \frac{\left( P(x_j^l = a) \right)}{\left( P(x_j^k = b) \right)} \right)$$
$$= P(x^k) \times \Delta \lambda_k^{in}$$
(3.12)

Em função dos estados amostrados no processo de programação/sincronização das unidades, é possível identificar as situações que resultarão em transições de sucesso para falha, as quais irão impactar no cálculo da LOLF. Essas situações, tendo como ponto de referência a transição que define o estado de falha amostrado pelo processo não sequencial (o estado  $x^k$ ), são analisadas a seguir.

**Transição de reparo de gerador:** o reparo de um gerador implica em igual capacidade de geração sincronizada para o estado anterior a  $x^k$ . Como o patamar de carga é o mesmo para os dois estados, tal transição não contribui para o incremento da estimativa da LOLF, pois  $x^m$  também será um estado de falha. Neste caso, a função teste dada pela Equação (3.10) fornecerá o valor zero.

*Transição de quebra de gerador não sincronizado:* esta transição também não produzirá acréscimos na estimativa da LOLF, pois como no caso anterior, serão mantidos, para o estado  $x^k$  e seu antecessor, os mesmos valores de carga e de potência sincronizada.

*Transição de quebra de gerador sincronizado:* nesta situação, o estado anterior a  $x^k$  (estado  $x^m$ ) apresentará um maior montante de capacidade sincronizada. Cabe,

então, verificar se este montante é suficiente para tornar  $x^m$  um estado de sucesso. Em caso positivo, haverá contribuição para o acréscimo da estimativa da LOLF. Neste caso, a função teste dada pela Equação (3.10) fornecerá a soma ponderada de todas as transições de ingresso em  $x^k$ , ou seja,  $\Delta \lambda_k^{in}$ .

**Transição de carga:** esta situação é mais complexa que as anteriores, demandando o prolongamento da simulação para trás, até se encontrar a terceira transição da carga. Deste modo, fica definido o estado  $x^{c0}$ , a partir do qual é possível definir a capacidade sincronizada no estado  $x^m$ , anterior a  $x^k$ , que pode ser inclusive o próprio estado  $x^{c1}$ . De posse da capacidade sincronizada e do patamar de carga vigentes no estado  $x^m$ , identifica-se se o mesmo é, ou não, um estado de sucesso, para a correta aplicação da função teste dada pela Equação (3.10).

Terminada a SMCNS, os índices relacionados à reserva girante LOLP, EPNS e LOLF são estimados pela média dos valores das respectivas funções teste encontrados para cada estado  $x^k$  amostrado, conforme Equação (2.17), apresentada na Subseção 2.2.2.1. A partir destes três índices e utilizando expressões análogas às Equações (2.5), (2.6) e (2.7), apresentadas na Subseção 2.2.1, são obtidos os índices LOLE, EENS e LOLD.

## 3.2.6 – Algoritmo Proposto

Por fim, os passos básicos do processo da SMCNS apresentados na Subseção 2.2.2.1 podem ser adaptados para permitir a avaliação integrada das reservas estática e girante de sistemas de geração.

- i. Fazer o contador de sorteios NS = 0;
- ii. Sortear um vetor  $x^k \in X$  (espaço amostral) a partir de sua distribuição de probabilidade P(x); incrementar *NS*;
- iii. Calcular a capacidade estática de geração disponível no estado  $x^k$  (PG( $x^k$ ));
- iv. Comparar a capacidade estática de geração disponível com o patamar de carga definido para o estado  $x^k$ ; se  $PG(x^k) L(x^k) < 0$  fazer  $PG^{SPIN}(x^k) = PG(x^k)$  e ir para o passo (viii); senão, prosseguir no passo (v);
- Amostrar estados antecessores de x<sup>k</sup> até que duas transições de carga sejam encontradas;

- vi. Definir a geração sincronizada do estado  $x^k$  (*PG*<sup>SPIN</sup>( $x^k$ )), utilizando os procedimentos descritos na Subseção 3.2.3;
- vii. Se  $x^k$  for um estado de falha da capacidade sincronizada, utilizar a Transição de Estados um Passo Atrás, descrita na Subseção 3.2.5, para amostrar e avaliar um estado antecessor  $x^m$ ;
- viii. Calcular as funções teste para a reserva estática:  $F_{LOLP}$ ,  $F_{EPNS}$  e  $F_{LOLF}$ , conforme Equações (2.20) a (2.22);
- ix. Calcular as funções teste para a reserva girante:  $F_{LOLP}^{SPIN}$ ,  $F_{EPNS}^{SPIN}$  e  $F_{LOLF}^{SPIN}$ , conforme Equações (3.4) a (3.7) e (3.10);
- x. Estimar E[F], conforme Equação (2.17);
- xi. Calcular a incerteza relativa de cada índice estimado, conforme Equação (2.19);
- xii. Se o coeficiente de incerteza relativa (β) for menor que a tolerância desejada,
   calcular os demais índices e parar o processo; senão retornar ao passo (ii).

# 3.3 – CONCLUSÃO

Tradicionalmente, os estudos relativos a horizontes mais longos envolvem somente a análise dos requisitos de reserva estática. Nesse tipo de análise, usualmente, a taxa de falha, o tempo médio de reparo e o tamanho das unidades são utilizados como parâmetros para a tomada de decisão sobre qual configuração de geradores deverá ser utilizada.

0 setor elétrico vem sofrendo modificações estruturais importantes. Consequentemente, tornou-se indispensável para estudos de planejamento da expansão uma análise mais abrangente, a qual leve também em conta alguns parâmetros considerados apenas nas análises de curto prazo (e.g. tempo de partida, ordem de despacho). Recentemente, algumas metodologias, baseadas no método de SMCS, foram propostas com o intuito de atender essa nova necessidade [MPRFL09, LSMB10]. Embora as ideias apresentadas nas referências [MPRFL09, LSMB10] tenham se mostrado satisfatórias, o custo computacional, devido à SMCS, mostrou-se como um fator limitante ao emprego dessas metodologias a sistemas de grande porte. São raros os trabalhos [C14] que buscam soluções para superar o problema do elevado custo computacional, necessário para simular aspectos cronológicos da operação.

Com o intuito de reduzir o esforço computacional necessário para realizar uma análise de confiabilidade da reserva girante de sistemas de geração, tendo em mente o planejamento de médio e longo prazo, o presente capítulo propôs uma metodologia baseada no uso da SMCNS.

Na metodologia proposta, os modelos de Markov são utilizados para representar as unidades geradoras, a carga e o processo de sincronização das unidades. Os modelos utilizados são descritos detalhadamente com destaque especial ao processo de sincronização das unidades, tendo em vista a natureza temporal do processo. É descrito o artifício utilizado para representar o tempo de partida dos geradores para obtenção do modelo markoviano do processo de sincronização. Adicionalmente, para viabilizar a estimação de índices de frequência e duração, é proposta a Transição de Estados um Passo Atrás, a qual prescinde da necessidade de avaliar todos os estados vizinhos ao estado  $x^k$ .

O capítulo seguinte apresenta a aplicação da metodologia proposta por meio de estudos de casos envolvendo dois sistemas teste: IEEE RTS e IEEE RTS96. Os casos analisados exemplificam como os índices usualmente empregados para avaliar os requisitos de reserva estática podem também ser utilizados para analisar a reserva girante.

# CAPÍTULO 4 – APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA E RESULTADOS

# 4.1 – INTRODUÇÃO

Neste capítulo, a metodologia proposta é avaliada por meio de estudos de casos realizados com dois sistemas teste: IEEE RTS (*Reliability Test System*) [IEEE79] e IEEE RTS96 [IEEE99], sendo considerada apenas a análise de geração.

Os índices de confiabilidade para a reserva girante, obtidos pela metodologia proposta nesta dissertação, são comparados com os índices obtidos via SMCS, empregando a metodologia proposta em [LSMB10] adotando os tempos de sincronismos de todas as unidades iguais a uma hora.

São apresentados, também, os resultados dos testes de sensibilidade variando o critério de reserva dos sistemas, obtidos com a aplicação da nova técnica para comprovar a sua funcionalidade e eficiência na determinação da reserva girante de um sistema de potência. A variação do critério de reserva tem como objetivo estabelecer o menor montante de reserva que satisfaça um critério de confiabilidade, como por exemplo, um valor máximo para a LOLE. Por fim, é investigado o impacto da incerteza na carga sobre os índices de confiabilidade para reserva girante e estática.

Em todas as simulações, foi adotado como critério de parada a obtenção de um coeficiente de variação (β) menor ou igual a 5% para os índices de confiabilidade referentes à reserva girante. Salienta-se que o índice de duração LOLD é calculado após o término da simulação, assim como o seu o coeficiente de variação, o qual pode apresentar valor superior a 5%. O *software* MatLab, Versão 7.12.0, foi utilizado para desenvolver a metodologia proposta. Para realizar os testes de validação a técnica SMCS, empregando a metodologia proposta em [LSMB10], também foi implementada na Versão 7.12.0 do MatLab. Um computador equipado com processador Intel Core i7 de 3,4 GHz foi utilizado para realizar as simulações.

# 4.2 – TESTES PARA VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

# 4.2.1 – Sistema IEEE RTS

O sistema teste de confiabilidade IEEE RTS é um sistema amplo e robusto que permite realizar testes para muitas metodologias propostas nos estudos de confiabilidade. Possui 32 unidades geradoras distribuídas entre 14 usinas, perfazendo um total de 3405 MW de potência instalada. Desse total, 300 MW são de origem hidráulica e os 3105 MW restantes são de origem térmica. O valor de pico anual da carga total do sistema atinge 2850 MW. Baseado nesses valores, verifica-se que a capacidade de reserva estática dessa configuração corresponde a 16,3% da capacidade total instalada.

O subsistema térmico é composto por 26 unidades com capacidades variando de 12 MW até 400 MW. O subsistema hidráulico, por sua vez, é constituído por 6 unidades hidráulicas de 50 MW cada.

A Tabela 4.1 apresenta os dados determinísticos e estocásticos das unidades de geração. As informações específicas ao processo de falha e reparo das unidades geradoras, registradas nesta tabela, são: a taxa de falha e o tempo médio para reparo MTTR (*Mean Time to Repair*). Adicionalmente, é fornecida a ordem de mérito, necessária para a sincronização dos geradores.

Classe	Capacidade Nominal (MW)	Тіро	Quantidade de Unidades	Taxa de Falha (F/ano)	MTTR (Horas)	Ordem de Mérito
U12	12,0	Térmica / óleo	5	2,97959	60,0	1-4, 31
U20	20,0	Térmica / óleo	4	19,46667	50,0	22-24, 32
U50	50,0	Hidráulica	6	4,42424	20,0	5-7, 16-18
U76	76,0	Térmica / carvão	4	4,46939	40,0	25-28
U100	100,0	Térmica / óleo	3	7,30000	50,0	15, 29-30
U155	155,0	Térmica / óleo	4	9,12500	40,0	12-14, 19
U197	197,0	Térmica / óleo	3	9,22105	50,0	11, 20-21
U350	350,0	Térmica / óleo	1	7,61739	100,0	10
U400	400,0	Nuclear	2	7,96364	150,0	8-9

Tabela 4.1: Dados das Unidades Geradoras do Sistema IEEE RTS.

# 4.2.2 – Avaliação do Sistema IEEE RTS

O primeiro passo para a análise da reserva girante é definir o montante mínimo de geração que deverá ser deixado como reserva ao longo da operação. Esse montante pode ser especificado de quatro formas diferentes: (i) percentual da carga horária; (ii) montante igual à capacidade da maior máquina sincronizada; (iii) um montante fixo; (iv) a combinação dos três critérios anteriores. Devido à inerente incerteza no processo de determinação da reserva operativa, a consideração de metodologias probabilísticas tornou-se indispensável nesse processo. Basicamente, as metodologias probabilísticas permitem obter o risco de uma configuração de geradores não ser capaz de suprir à demanda. Portanto, a decisão sobre quão confiável é o sistema recai sobre o problema das concessionárias terem o conhecimento do nível adequado de risco para o sistema que elas operam e serem capazes de modelar adequadamente os elementos do sistema.

A seguir são apresentados os resultados da aplicação da metodologia desenvolvida neste trabalho no sistema IEEE RTS, sendo adotado como critério para a composição da reserva girante um montante fixo e igual a 150 MW.

A Tabela 4.2 relaciona os índices de confiabilidade obtidos pela SMCS [LSMB10] e pela metodologia proposta nesta dissertação de mestrado. Entre parênteses, abaixo do valor de cada índice, encontra-se o coeficiente de incerteza obtido.

	LOLP	LOLE (h/ano)	EPNS (MW)	EENS (GWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (horas)
SMCS [LSMB10]	0,0040 (3,2%)	35,28 (3,2%)	0,5316 (5,0%)	4,657 (5,0%)	31,26 (1,3 %)	1,129 (3,1%)
SMCNS [Metodologia Proposta]	0,0040 (4,3%)	35,19 (4,3%)	0,5491 (5,0%)	4,810 (5,0%)	33,14 (4,6%),	1,062 (4,6%)

Tabela 4.2: Índices de Confiabilidade para Reserva Girante - Sistema IEEE RTS

Considerando a metodologia proposta, verifica-se que o sistema residirá, em média, por 35,19 horas por ano em situações em que não há geração sincronizada suficiente. Ocorreriam, em média, 33,14 interrupções por ano, as quais durariam, em média, 1,06 horas. Por fim, o montante de energia não suprida, a cada ano, devido à insuficiência de geração sincronizada seria, em média, de 4,810 GWh.

Por intermédio da Tabela 4.2, verifica-se que, mesmo utilizando uma metodologia baseada em simulação não sequencial, é possível obter resultados bem próximos aos da metodologia baseada em simulação cronológica. Os desvios em relação aos valores obtidos pela SMCS estão dentro da margem de incerteza do parâmetro β. Dessa forma, conclui-se que os resultados da simulação realizada comprovam a eficácia das funções teste propostas no capítulo anterior quando aplicadas aos índices de confiabilidade para reserva girante.

A SMCS analisou 248 anos para obter os índices com a precisão desejada. Ao todo, foram amostrados 2.305.333 estados. O tempo de processamento foi de 524,4 segundos. Com a metodologia proposta, foram amostrados 414.721 estados (133.504 estados amostrados pelo sorteio não sequencial e 281.217 estados adicionais, necessários para a sincronização dos geradores e para a estimação da LOLF). O tempo de processamento foi de 71,8 segundos. Portanto, o ganho computacional em relação à SMCS, obtido para o sistema IEEE RTS foi de 7,3 vezes.

#### 4.2.3 – Sistema IEEE RTS96

O sistema teste IEEE RTS96 é composto por três áreas, cada uma delas correspondente ao sistema IEEE RTS. Portanto, este sistema possui uma capacidade instalada total de 10215 MW. A carga pico atinge 8550 MW. O subsistema hidrelétrico é constituído por 18 unidades que totalizam 900 MW, enquanto que o subsistema termelétrico é composto por 78 unidades que somam uma capacidade instalada de 9315 MW. Logicamente, o valor percentual de reserva da capacidade estática apresentado pelo IEEE RTS é mantido para o IEEE RTS96.

A Tabela 4.3 apresenta os dados determinísticos e estocásticos das unidades de geração do sistema IEEE RTS96, bem como a ordem de mérito utilizada nas simulações.

Classe	Capacidade Nominal (MW)	Тіро	Quantidade de Unidades	Taxa de Falha (F/ano)	MTTR (Horas)	Ordem de Mérito
U12	12,0	Térmica / óleo	15	2,97959	60,0	66-80
U20	20,0	Térmica / óleo	12	19,46667	50,0	81-92
U50	50,0	Hidráulica	18	4,42424	20,0	1-14,93-96
U76	76,0	Térmica / carvão	12	4,46939	40,0	36-47
U100	100,0	Térmica / óleo	9	7,30000	50,0	57-65
U155	155,0	Térmica / óleo	12	9,12500	40,0	24-35
U197	197,0	Térmica / óleo	9	9,22105	50,0	48-56
U350	350,0	Térmica / óleo	3	7,61739	100,0	21-23
U400	400,0	Nuclear	6	7,96364	150,0	15-20

Tabela 4.3: Dados das Unidades Geradoras do Sistema IEEE RTS96.

# 4.2.4 – Avaliação do Sistema IEEE RTS96

Nesta subseção, são apresentados os resultados para o teste de validação da metodologia desenvolvida nesta dissertação, utilizando o sistema IEEE RTS96. Para este sistema, o nível (montante fixo) de reserva girante especificado foi de 350 MW, valor inferior ao triplo da reserva girante do sistema IEEE RTS, porém igual à capacidade máxima da segunda maior máquina do sistema. Diferentemente do que ocorre para a geração e a carga do IEEE RTS96, não é necessário triplicar o montante fixo adotado para a reserva girante, pois a ampliação da quantidade de unidades geradoras tem impacto positivo sobre a confiabilidade do sistema.

Na Tabela 4.4, são apresentados os índices de confiabilidade para reserva girante LOLP, LOLE, EPNS, EENS, LOLF e LOLD, estimados através da metodologia proposta (SMCNS) e da simulação sequencial proposta pela referência [LSMB10]. Abaixo dos índices, entre parênteses, são apresentados os respectivos coeficientes de incerteza relativa (β).

	LOLP	LOLE (h/ano)	EPNS (MW)	EENS (GWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (horas)
SMCS [LSMB10]	0,001840 (1,9%)	16,12 (1,9%)	0,06325 (5,0%)	0,5540 (5,0%)	25,94 (1,5%)	0,6215 (1,5%)
SMCNS [Metodologia Proposta]	0,001843 (3,5%)	16,14 (3,5%)	0,06287 (5,0%)	0,5507 (5,0%)	24,33 (3,1%)	0,6634 (3,1%)

Tabela 4.4: Índices de Confiabilidade para Reserva Girante Sistema IEEE RTS96

Observando-se os índices apresentados na Tabela 4.4, verifica-se que o resultado obtido pela metodologia proposta fica bem próximo daquele obtido pela SMCS, o que valida a utilização da SMCNS para a obtenção de índices de confiabilidade para a reserva girante. Os desvios entre os índices obtidos pelos dois métodos estão dentro da margem de incerteza do parâmetro β, comprovando o bom desempenho da metodologia proposta, mesmo em sistemas de maior porte.

Considerando a metodologia proposta, verifica-se que o sistema residirá, em média, por 16,14 horas por ano em situações em que não há geração sincronizada suficiente. Ocorreriam, em média, 24,33 interrupções por ano, as quais durariam, em média, 0,66 horas. Por fim, o montante de energia não suprida, a cada ano, devido à insuficiência de geração sincronizada seria, em média, de 0,5507 GWh.

A SMCS analisou 166 anos para obter os índices com a precisão desejada. Ao todo, foram amostrados 1.716.557 estados. O tempo de processamento foi de 471,5 segundos. Com a metodologia proposta, foram amostrados 1.479.113 estados (445.604 estados amostrados pelo sorteio não sequencial e 1.033.509 estados adicionais, necessários para a sincronização dos geradores e para a estimação da LOLF). O tempo de processamento foi de 375,4 segundos. Portanto, o ganho computacional foi de 1,3 vezes.

Percebe-se uma queda de desempenho da SMCNS ao se avaliar o sistema IEEE RTS96. Este fato decorre da maior participação das unidades geradoras nas transições de estados do sistema. Futuramente, pretende-se investir na ampliação da eficiência da codificação das rotinas desenvolvidas, assim como aplicar filtros destinados a identificar precocemente, sempre que possível, os estados de sucesso para a reserva sincronizada. Tais ações não foram realizadas nesta dissertação em função da complexidade da codificação das rotinas da SMCNS. Se para a reserva estática é bem mais fácil implementar a simulação não sequencial, o inverso ocorre quando se deseja avaliar a reserva girante.

# 4.3 – DEFINIÇÃO DA RESERVA GIRANTE PARA O SISTEMA IEEE RTS96

A definição ou o estabelecimento de um índice de risco é uma decisão subjetiva a nível administrativo e permite decidir o montante de reserva que deve ser programado na operação de um sistema de potência.

Uma vez adotado um nível de risco aceitável, o objetivo é manter esse nível rigorosamente, tanto quanto possível, através dos vários estágios da operação do sistema e através da programação de uma apropriada reserva operativa.

A fim de se obter o montante de reserva a ser programada na operação do sistema, foi realizado um teste de sensibilidade variando o montante de reserva. Esta variação teve como objetivo estabelecer o menor montante de reserva que satisfaça um critério de confiabilidade, como por exemplo, valor máximo para a LOLE. Neste estudo, o limite para a LOLE foi estabelecido como sendo igual a 10 horas por ano. No entanto, como se trata de um índice estimado, para o qual existe uma incerteza relativa, optou-se por aplicar o máximo valor de incerteza admitido nas simulações ( $\beta = 5\%$ ). Portanto, serão aceitos valores de LOLE até 10,5 horas por ano.

Na Tabela 4.5 são apresentados os índices de confiabilidade para reserva girante, para diferentes montantes de reserva, obtidos pela SMCNS proposta.
Reserva	LOLP	LOLE	EPNS	EENS	LOLF	LOLD
Girante (MW)		(h/ano)	(MW)	(GWh/ano)	(oc./ano)	(horas)
250	0,0056	48,78	0,4197	3,676	66,59	0,7326
	(4,4%)	(4,4%)	(5,0%)	(5,0%)	(4,1%)	(4,1%)
260	0,0054	47,15	0,3847	3,369	64,07	0,7359
	(4,3%)	(4,3%)	(5,0%)	(5,0%)	(4,0%)	(4,0%)
270	0,0051	44,32	0,3340	2,925	59,14	0,7495
	(4,3%)	(4,3%)	(5,0%)	(5,0%)	(4,1%)	(4,1%)
280	0,0047	40,81	0,2918	2,556	56,19	0,7262
	(4,4%)	(4,4%)	(5,0%)	(5,0%)	(4,1%)	(4,0%)
290	0,0044	38,11	0,2528	2,214	52,54	0,7255
	(4,3%)	(4,3%)	(5,0%)	(5,0%)	(4,0%)	(3,9%)
300	0,0040	34,64	0,2130	1,866	48,38	0,7161
	(4,2%)	(4,2%)	(5,0%)	(5,0%)	(3,8%)	(3,8%)
310	0,0037	32,31	0,1738	1,523	45,03	0,7175
	(4,0%)	(4,0%)	(5,0%)	(5,0%)	(3,7%)	(4,0%)
320	0,0032	28,29	0,1363	1,194	40,42	0,7000
	(3,8%)	(3,8%)	(5,0%)	(5,0%)	(3,5%)	(3,4%)
330	0,0028	24,33	0,1058	0,9264	35,08	0,6936
	(3,8%)	(3,8%)	(5,0%)	(5,0%)	(3,4%)	(3,4%)
340	0,0023	20,00	0,0814	0,7132	28,42	0,7039
	(3,6%)	(3,6%)	(5,0%)	(5,0%)	(3,2%)	(3,2%)
350	0,0018	16,14	0,0629	0,5507	24,33	0,6634
	(3,5%)	(3,5%)	(5,0%)	(5,0%)	(3,1%)	(3,1%)
360	0,0015	13,48	0,0470	0,4117	19,22	0,7015
	(2,8%)	(2,8%)	(5,0%)	(5,0%)	(2,5%)	(2,5%)
370	0,0012	10,37	0,0336	0,2944	15,61	0,6642
	(2,4%)	(2,4%)	(5,0%)	(5,0%)	(2,1%)	(2,1%)
380	0,0008	7,125	0,0241	0,2110	10,96	0,6499
	(2,2%)	(2,2%)	(5,0%)	(5,0%)	(1,90%)	(2,5%)
390	0,0005	3,991	0,0168	0,1470	6,281	0,6354
	(2,3%)	(2,3%)	(5,0%)	(5,0%)	(2,0%)	(2,0%)
400	0,0001	0,9998	0,0140	0,1224	1,627	0,6147
	(3,9%)	(3,9%)	(5,0%)	(5,0%)	(3,4%)	(3,4%)
410	0,0001	0,9519	0,0140	0,1225	1,558	0,6109
	(3,9%)	(3,9%)	(5,0%)	(5,0%)	(3,3%)	(3,3%)
420	0,0001	0,8907	0,0128	0,1125	1,442	0,6177
	(3,9%)	(3,9%)	(5,0%)	(5,0%)	(3,3%)	(3,3%)
430	0,0001	0,8609	0,0122	0,1070	1,375	0,6262
	(3,9%)	(3,9%)	(5,0%)	(5,0%)	(3,4%)	(3,4%)

Tabela 4.5: Indices de Confiabilidade para Diferentes Montantes de Reserva

Os resultados numéricos apresentados na Tabela 4.5 demonstram que é possível dimensionar probabilisticamente a reserva girante utilizando a metodologia proposta nesta dissertação de mestrado. Entre as vantagens de se utilizar esse tipo de abordagem estão a flexibilidade de representação das características do sistema e a diminuição do esforço computacional.

Os resultados também mostram que o algoritmo responde satisfatoriamente às variações do montante de reserva, uma vez que aumentando o montante de reserva, os índices de risco associados à perda de carga diminuem melhorando 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.

Conforme os resultados da Tabela 4.5, o menor montante de reserva a ser programada na operação do sistema que satisfaz o critério de confiabilidade adotado (LOLE  $\leq$  10,5 h/ano) foi de 370 MW.

A Figura 4.1 mostra o comportamento do critério de confiabilidade adotado, LOLE em função do montante de reserva. A curva obtida mostra que, na medida em que se aumenta o montante de reserva operativa, a LOLE diminui com uma taxa praticamente constante, até o ponto em que a reserva atinge o montante de 400 MW. A partir deste montante, a taxa de redução da LOLE relativa à reserva sincronizada sofre uma queda abrupta, a qual se deve a dois fatores:

- i) o valor de 400 MW corresponde à potência da maior unidade geradora do sistema. Este comportamento indica que, ao menos quando não se considera incerteza para a carga do sistema, não se deve sincronizar montantes maiores que a potência da maior máquina do sistema;
- ii) o valor da LOLE para a reserva sincronizada começa a se aproximar de seu limite inferior, que é pouco maior que a LOLE obtida para a reserva estática.

Uma execução da SMCNS considerando um critério muito elevado para a reserva girante, igual à carga momentânea mais 2000 MW, forneceu o valor de LOLE para a reserva sincronizada igual a 0,16 horas por ano. O fato da LOLE girante ficar um pouco acima da LOLE estática se deve ao tempo de sincronização das unidades geradoras, adotado igual a 1 hora. Portanto, toda e qualquer unidade que venha a falhar, será sincronizada somente uma hora após o término de seu reparo, ao passo que para a reserva estática ela pode ser imediatamente considerada.



Figura 4.1: LOLE em função do Montante de Reserva

### 4.4 – CONSIDERAÇÃO DE INCERTEZAS NA CARGA DO SISTEMA IEEE RTS96

A predição da demanda futura de um sistema de potência apresenta um grau inerente de incerteza, principalmente quando se considera o problema de planejamento, tanto do ponto de vista da expansão quanto da operação. É pouco provável que os valores estimados para a carga coincidirão com aqueles observados durante a operação do sistema. Portanto, existem incertezas nas previsões e estas devem ser levadas em consideração nos estudos realizados. A incerteza na carga pode ser representada por meio de uma função de distribuição normal [BA96], como se mostra na Figura 4.2. Essa figura ilustra o procedimento considerando um pouco mais de dois dias da curva de carga de um sistema hipotético e uma elevação de dois desvios padrão da média prevista (curva contínua em azul).



Figura 4.2: Modelo de Incerteza na Curva de Carga

Para modelar as incertezas de curto prazo, o sorteio do erro é realizado hora a hora durante toda a simulação. Adicionalmente, é possível modelar as incertezas de longo prazo (relativas ao crescimento da carga), principalmente quando se considera o problema do planejamento da expansão. O modelo utilizado para modelar as incertezas na carga, neste trabalho de dissertação, considera apenas as incertezas de curto prazo, pois visa simular eventuais erros de previsão da demanda utilizada para a sincronização das unidades geradoras. Sendo assim, a cada estado sorteado, a carga do sistema é obtida com base na Equação (4.1).

$$L(x^{k}) = L_{prev}(x^{k})(1 + \varepsilon_{CP}(x^{k}))$$
(4.1)

em que:  $L_{prev}(x^k)$  é o valor previsto para a carga no estado  $x^k$  e  $\varepsilon_{CP}(x^k)$  refere-se ao erro de curto prazo.

Ao considerar 2% de incerteza de curto prazo na carga, o montante de reserva de 370 MW não é mais capaz de garantir o critério de confiabilidade adotado (LOLE  $\leq$  10 horas/ano). Este fato é comprovado pela Tabela 4.6, a qual apresenta os novos índices de confiabilidade obtidos pela SMCNS proposta, para diferentes níveis de

reserva girante, sob este nível de incerteza na carga. Nota-se, para o montante de reserva de 370 MW, que a consideração de 2% de incerteza na carga implica num aumento de 138,4% do índice LOLE, o qual sobe de 10,37 horas/ano para 24,72 horas/ano. Verifica-se que agora, o menor montante de reserva capaz de satisfazer o critério de confiabilidade é 440 MW, para o qual a LOLE é de 10,43 horas/ano.

Reserva	LOLP	LOLE	EPNS	EENS	LOLF	LOLD
Girante (MW)		(h/ano)	(MW)	(GWh/ano)	(oc./ano)	(horas)
370	0,00282	24,72	0,2143	0,1877	31,87	0,7758
	(3,8%)	(3,8%)	(5,0%)	(5,0%)	(3,6%)	(3,6%)
380	0,00243	21,33	0,1890	0,1655	27,84	0,7660
	(3,8%)	(3,8%)	(5,0%)	(5,0%)	(3,6%)	(3,6%)
390	0,00219	19,19	0,1644	0,1440	25,79	0,7442
	(3,7%)	(3,7%)	(5,0%)	(5,0%)	(3,5%)	(3,4%)
400	0,00187	16,36	0,1332	0,1167	22,37	0,7310
	(3,8%)	(3,8%)	(5,0%)	(5.0%)	(3,5%)	(3,4%)
410	0,00163	14,30	0,1170	0,1025	19,32	0,7402
	(3,8%)	(3,8%)	(5,0%)	(5,0%)	(3,6%)	(3,5%)
420	0,00142	12,42	0,1051	0,9210	17,96	0,6912
	(3,9%)	(3,9%)	(5,0%)	(5,0%)	(3,5%)	(3,5%)
430	0,00128	11,22	0,0873	0,7643	15,80	0,7100
	(3,8%)	(3,8%)	(5,0%)	(5,0%)	(3,4%)	(3,4%)
440	0,001190	10,43	0,0819	0,7175	15,30	0,6868
	(3,8%)	(3,8%)	(5,0%)	(5,0%)	(3,3%)	(3,3%)
450	0,00096	8,445	0,0730	0,6396	12,60	0,7018
	(3,5%)	(3,5%)	(5,0%)	(5,0%)	(3,2%)	(3,3%)

Tabela 4.6: Índices para Reserva Girante Sob Incerteza de 2% na Carga - IEEE RTS96

Com o intuito de verificar a eficiência da metodologia proposta nesta dissertação para avaliar índices sob consideração de incertezas na carga, a Tabela 4.7 relaciona os índices de confiabilidade para a reserva girante, obtidos pela SMCS [LSMB10] e a SMCNS proposta, para uma reserva girante de 440 MW. Assim como na Tabela 4.6, foi considerado um erro de 2% relativo à previsão de curto prazo.

Tabela 4.7:	Índices p	bara uma	Reserva	Girante	de 440	) MW	e Incerteza	de 2% na	Carga
-------------	-----------	----------	---------	---------	--------	------	-------------	----------	-------

	LOLP	LOLE (h/ano)	EPNS (MW)	EENS (GWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (horas)
SMCS [LSMB10]	0,001141 (1,7%)	9,992 (1,7%)	0,0842 (5,0%)	0,7374 (5,0%)	19,02 (1,2%)	0,5255 (1,4%)
SMCNS [Metodologia Proposta]	0,001190 (3,8%)	10,43 (3,8%)	0,0819 (5,0%)	0,7175 (5,0%)	15,30 (3,3%)	0,6813 (3,3%)

Observando-se os índices de probabilidade e energia apresentados na Tabela 4.7, verifica-se que o resultado obtido pela SMCNS fica bem próximo daquele obtido pela SMCS, o que comprova a flexibilidade de representação da metodologia proposta nesta dissertação de mestrado. No entanto, os índices de frequência e duração obtidos pelos dois métodos, apresentam uma diferença (19,5% para a LOLF e 29,6% para LOLD) acentuadamente acima da soma dos respectivos coeficientes de incerteza. O índice LOLD é obtido pela razão entre a LOLE e a LOLF, podendo, portanto, apresentar maiores variações dependendo de como são as variações entre os dois índices utilizados em seu cálculo. Quanto à LOLF para a reserva girante, cabe destacar que o seu processo de estimação é bastante complexo, principalmente quando são simuladas incertezas na carga. Na continuidade dos trabalhos desenvolvidos nesta dissertação, uma especial atenção deve ser dedicada ao aprimoramento do processo de estimação da LOLF. De qualquer forma, a avaliação de índices de probabilidade e energia, por si só, caracterizam uma contribuição relevante desta dissertação, até mesmo sem comprovar sua habilidade em representar incertezas, como a presente na carga prevista [SMS14]

Para os estudos apresentados na Tabela 4.7, a SMCS analisou 408 anos para obter os índices com a precisão desejada. Ao todo, foram amostrados 4.222.816 estados. Com a metodologia proposta, foram amostrados 1.983.250 estados (597.669 estados amostrados pelo sorteio não sequencial e 1.385.581 estados adicionais, necessários para a sincronização dos geradores e para a estimação da LOLF). Os tempos de processamento foram de 1133,1 segundos para a SMCS e 506,7 segundos para a metodologia proposta, o que resulta num *speed-up* de aproximadamente 2,2 em relação à SMCS.

### 4.5 – AVALIAÇÃO INTEGRADA DAS RESERVAS ESTÁTICA E GIRANTE

A avaliação da reserva girante apresentará sempre índices mais elevados e, portanto, com convergência mais rápida, que aqueles obtidos para a reserva estática. Então, pode-se concluir que os passos necessários para o cômputo dos índices relativos à reserva girante podem ser interrompidos bem antes do término da simulação, o qual ocorre somente após a convergência para os índices de confiabilidade da reserva estática.

Esta seção visa integralizar o processo de avaliação, assim como verificar o impacto da consideração de incertezas na carga também nos índices relacionados à reserva estática. As Tabelas 4.8 e 4.9 apresentam, respectivamente, os índices de confiabilidade, sem considerar e considerando estas incertezas, obtidos pelas metodologias SMCS e SMCNS. Analisando o índice LOLE para a reserva estática obtido pela SMCNS, percebe-se um acréscimo de 31,4% em seu valor quando é considerada a incerteza de 2% no valor da carga.

Por meio das Tabelas 4.5 e 4.6, foi possível identificar que o impacto da consideração das incertezas na carga ocasionou um acréscimo de 138,4% no índice LOLE relativo à reserva sincronizada. Conclui-se, então, que o impacto sobre os índices de reserva girante é significativamente maior, respaldando a necessidade de sua consideração em estudos de dimensionamento da reserva sincronizada.

	LOLP	LOLE (h/ano)	EPNS (MW)	EENS (GWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (horas)
SMCS [LSMB10]	1,627×10 <sup>-5</sup>	0,1425	2,888×10 <sup>-3</sup>	0,0253	0,0532	2,679
	(3,4%)	(3,4%)	(5,0%)	(5,0%)	(2,7%)	(4,0%)
SMCNS [Metodologia	1,653×10 <sup>-5</sup>	0,1448	2,854×10 <sup>-3</sup>	0,0258	0,0551	2,628
Proposta]	(2,8%)	(2,8%)	(5,0%)	(4,0%)	(5,0%)	(5,7%)

Tabela 4.8: Índices para Reserva Estática - IEEE RTS96

	LOLP	LOLE (h/ano)	EPNS (MW)	EENS (GWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (horas)
SMCS [LSMB10]	2,264×10 <sup>-5</sup>	0,1983	4,125×10 <sup>-3</sup>	0,03614	0,1331	1,489
	(3,3%)	(3,3%)	(5,0%)	(5,0%)	(2,6%)	(3,9%)
SMCNS [Metodologia	2,172×10 <sup>-5</sup>	0,1903	4,189×10 <sup>-3</sup>	0,0367	0,1228	1,5497
Proposta]	(3,6%)	(3,6%)	(5,0%)	(5,0%)	(4,9%)	(4,8)

Tendo em vista a análise integrada das reservas estática e operativa, o tempo de execução de ambas metodologias leva em consideração a convergência dos processos da reserva sincronizada e estática, sendo interrompido com coeficiente de variação (β) menor ou igual à tolerância. Deste modo, assim que ocorre a convergência desejada para os índices de reserva sincronizada, este processo é interrompido, permanecendo apenas o processo de avaliação da reserva estática. Têm-se, então, dois *speed-ups*, um relacionado à reserva girante e outro relacionado à reserva estática. Nas Subseções 4.2.2 e 4.2.4, foram apresentados os

*speed-ups* referente à reserva girante para os sistemas IEEE RTS e IEEE RTS96, respectivamente. Para a simulação envolvendo a reserva estática, o *speed-up* obtido para o sistema IEEE RTS96 foi de 2,2 em relação à SMCS.

Os resultados obtidos nesta seção demonstram a importância de se considerar as incertezas nos valores previstos para a carga, sobretudo em estudos relacionados à reserva girante. Além disso, tais resultados reforçam a importância de se investir em ferramentas e metodologias para previsão da carga.

## 4.6- CONCLUSÕES

O dimensionamento da reserva 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, por exemplo, a saída inesperada de alguma unidade de geração.

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

Por meio dos casos analisados envolvendo os sistemas teste IEEE RTS e IEEE RTS96, foi mostrado como os índices de confiabilidade podem ser utilizados para definir padrões. Como exemplo, utilizou-se o índice LOLE, para o qual foram estabelecidos limites máximos, o que permitiu definir o montante ideal de reserva girante.

Com relação à representação de incertezas na carga prevista, pôde-se perceber que a consideração destas incertezas tem um impacto significativo nos índices de confiabilidade, sobretudo naqueles relacionados à reserva girante. Este fato reforça a importância de se investir no aprimoramento das técnicas e modelos de previsão de carga, visto que quanto menores forem os erros entre as estimativas e os valores reais observados, mais precisa será a avaliação do desempenho do sistema e, consequentemente, mais balizadas serão as decisões do operador do sistema. A metodologia proposta nesta dissertação de mestrado mostrou flexibilidade de representação e capacidade para avaliar sistemas de médio e grande porte, propiciando ganhos computacionais em relação a uma SMCS convencional. A sua eficiência, tanto em termos da precisão dos índices produzidos, quanto do ponto de vista do esforço computacional, a qualifica como uma importante ferramenta de auxílio para o problema do dimensionamento da reserva girante de sistemas de geração.

# CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

## 5.1 – CONCLUSÕES

A reserva de capacidade é uma necessidade de primeira ordem dos sistemas de potência para compensar desequilíbrios entre a geração e a carga, provocados pela incerteza na previsão da carga e pelas saídas forçadas dos elementos do sistema, devido a seu comportamento de natureza estocástica.

A avaliação das necessidades de capacidade de reserva operativa de um sistema elétrico de potência através de técnicas probabilísticas permite determinar de uma forma mais coerente e correlacionada com comportamento do sistema o grau de segurança que o sistema requer para a sua operação.

Esta dissertação de mestrado apresenta uma técnica baseada na SMCNS para determinação da capacidade de reserva em sistemas de geração, sendo, portanto, uma ferramenta de auxílio à tomada de decisões. 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.

Ao utilizar SMCNS na avaliação do risco, agregou-se velocidade computacional aos métodos baseados na simulação sequencial, que pode ser, então, aplicado a sistemas de grande porte. Para superar a dificuldade de avaliação do risco por meio da SMCNS, devido dependência temporal do processo, a alternativa adotada foi o aprimoramento do processo de simulação não sequencial, tornando-o capaz de representar aspectos cronológicos, como as conexões com o estado amostrado e o tempo de partida dos geradores. Sendo assim, para cada estado amostrado na SMCNS, realiza-se um pequeno processo de simulação cronológica, baseado no método de transição de estados, visando identificar alguns estados antecessores ao

estado amostrado e, por conseguinte, determinar a reserva sincronizada ao longo do mesmo. A SMCNS foi usada com o intuito de reduzir o esforço computacional necessário para realizar uma análise de confiabilidade da reserva girante de sistemas de geração, tendo em mente o planejamento de médio e longo prazo. Assim, como mostrado nos resultados, foi possível avaliar os índices de risco com menor esforço computacional.

Por meio dos casos analisados envolvendo o sistema teste IEEE RTS96, foi mostrado como os índices de confiabilidade podem ser utilizados para definir padrões. Como exemplo, utilizou-se o índice LOLE, para o qual foram estabelecidos limites máximos, o que permitiu definir o montante ideal de reserva girante. Quanto às incertezas na carga prevista, pôde-se perceber que a sua consideração tem um impacto significativo nos índices de confiabilidade, sobretudo naqueles relacionados à reserva girante. Este fato reforça a importância de se investir no aprimoramento das técnicas e modelos de previsão de carga.

Os testes com os sistemas IEEE RTS e IEEE RTS96 mostraram que a eficiência da metodologia proposta, tanto em termos da precisão dos índices produzidos, quanto do ponto de vista do esforço computacional, a qualifica como uma importante ferramenta de auxílio para o problema do dimensionamento da reserva girante de sistemas de geração. Além disso, por meio da SMCNS, tem-se a redução de uma das principais desvantagens do uso de simulação, isto é, o alto custo computacional para avaliação da confiabilidade de sistemas de grande porte.

#### 5.2 – PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Com base nos estudos realizados e nas dificuldades encontradas no desenvolvimento desta dissertação, foi possível identificar algumas sugestões para trabalhos futuros, as quais são listadas a seguir.

 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;

- Adotar uma estratégia de valoração da reserva operativa, de forma a incluir diretamente aspectos econômicos através da adoção de uma abordagem mercadológica;
- Incluir na ferramenta computacional a possibilidade de especificar os limites mínimos de reserva sincronizada para diferentes períodos do dia;
- No processo de avaliação da reserva girante, o tempo necessário para que uma unidade esteja pronta para suprir a carga (denominado tempo de partida) é um parâmetro relevante e que caracteriza a dependência temporal do processo. Tendo em mente que na SMCNS, os estados do sistema são amostrados aleatoriamente, sem qualquer dependência entre eles, torna-se necessário aprimorar o processo de simulação, tornando-o capaz de representar aspectos cronológicos, como as conexões com o estado amostrado e o tempo de partida dos geradores. Salienta-se que foi assumido um tempo de partida de uma hora para todas as unidades geradoras. Desta forma, faz-se necessário incorporar ao método proposto a consideração de tempos de partida diferentes para as unidades geradoras;
- Aprimorar a codificação das rotinas desenvolvidas, com especial atenção para aquelas destinadas à estimação da LOLF (a qual demanda, ainda, aprimoramentos), visando propiciar ganhos computacionais ainda mais significativos;
- Aplicar a metodologia proposta nesta dissertação em sistemas reais de grande porte.

## **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- [A03] G.P. Alvarez, "Dimensionamento e Valoração da Capacidade de Reserva Operativa em Ambientes Competitivos, utilizando Técnicas Probabilísticas", Tese de Doutorado UNIFEI, Itajubá-MG, Novembro 2003.
- [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.
- [ABC13] A. Ahmadi-Khatir, M. Bozorg, R. Cherkaoui, "Probabilistic spinning reserve provision model in multi-control zone power system", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 28, no. 3, Aug. 2013, pp. 2819-2829.
- [ABCHJS63] L.T. Anstine, R. E. Burke, J.E. Casey, R. Holgate, R. S. John, H.G. Stewart, "Application of Probability Methods to the Determination of Spinning Reserve Requirements for the Pennsylvania-New Jersey-Maryland interconnection", IEEE Trans.Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-82. pp. 720 - 735, Oct. 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.
- [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, Plenum Press, New York, 1996.
- [BC88] R. Billinton, N.A. Chowdhury, "Operating Reserve Assessment in Interconnected Generating Systems", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 3, No. 4, pp.1479-1487, November 1988
- [BF94] R. Billinton, M. Fotuhi-Firuzabad, "A Basic Framework for Generating System Operating Health Analysis", *IEEE Trans. On Power Systems*, Vol. 9, No. 3, pp. 1610-1617, August 1994.
- [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. Billiton, 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.
- [BJ72a] R. Billinton, A.V. Jain, "The Effect of Rapid Start and Hot Reserve Units in Spinning Reserve Studies", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-91., pp. 511-516, March/April 1972.
- [BJ72b] R. Billinton, A.V. Jain, "Interconnected System Reserve Requirements", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-91., pp. 517-525, March/April 1972.
- [BK92] R. Billinton, E. Khan, "A Security Based Approach to Composite Power System Reliability Evaluation Procedure", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 7, No. 1, pp. 65-72, 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.
- [C14] J.F.C. Castro, "Dimensionamento da Reserva Operativa Considerando Restrições de Transmissão via Método da Entropia Cruzada", Dissertação de Mestrado UNIFEI, Itajubá, Março 2014.
- [FBA96] M. Fotuhi-Firuzabad, R. Billinton, S. Aboreshaid, "Spinning Reserve Allocation Using Response Health Analysis", IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 143, No. 4, pp. 337-343, July 1996.
- [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.
- [GMBK99] H.B. Gooi, D.P. Mendes, K.R.W. Bell, D.S. Kirschen, "Optimal Scheduling of Spinning Reserve", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 14, No. 4, pp. 1485-492, November 1999.

- [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.
- [IEEE99] Reliability Test System Task Force of the IEEE Subcommittee on the Application of Probability Methods, "IEEE Reliability Test System -1996", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, pp. 1010-1020, August 1999.
- [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.
- [KTIH80] H. Kumamoto, K. Tanaka, K. Inoue, E.J. Henley, "State Transition Monte Carlo for Evaluation Large Repairable Systems", IEEE Trans. on Reliability, vol. 29, 1980, pp. 376-380.
- [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.
- [LMSR07] A.M. Leite da Silva, L.A.F. Manso, W.S. Sales, L.C. Resende, M.J.Q. Aguiar, M.A. Matos, J.A. Peças Lopes, V. Miranda, "Application of Monte Carlo Simulation to Generating System Well Being Analysis Considering Renewable Sources", *European Transactions on Electrical Power*, Vol. 17, p. 387-400, 2007.
- [LSMB10] A.M. Leite da Silva; W.S. Sales; L.A.F. Manso; R. Billinton "Long-Term Probabilistic Evaluation of Operating Reserve with Renewable Sources". IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 25, No. 1, pp. 106-116, Feb. 2010.
- [LT12] G. Liu, K. Tomsovic, "Quantifying spinning reserve in systems with significant wind power penetration" IEEE Trans. on Power Systems, vol. 27, no. 4, Nov. 2012, pp. 2385-2393.
- [ML04] L.A.F. Manso, A.M. Leite da Silva, "Modelagem de cargas variantes no tempo na avaliação de confiabilidade composta via simulação Monte Carlo não-sequencial", Revista Controle & Automação – Sociedade Brasileira de Automática, vol. 15, no. 1, Jan-Fev-Mar 2004, pp. 93-100.
- [MLRSB04] L.A.F. Manso, A.M. Leite da Silva, L.C. Resende, W.S. Sales, R. Billinton, "Avaliação da Confiabilidade Preventiva de Sistemas de Potência", IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, SP-065 Rio de Janeiro, Maio 2004.
- [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.
- [MPRFL09] M.A. Matos; J.A. Peças Lopes; M.A. Rosa; R. Ferreira; A.M. Leite da Silva et al. "Probabilistic Evaluation of Reserve Requirements of Generating Systems with Renewable Power Source: The Portuguese and Spanish Cases". International Journal of Electrical and Energy Systems, Vol. 31, pp. 562-569, May 2009.
- [NERC08] North American Electric Reliability Corporation. "NERC Operating Manual", March 2008. Disponível em http://www.nerc.com.
- [OK07] M.A. Ortega-Vazquez, D.S. Kirschen, "Optimizing the Spinning Reserve Requirements Using a Cost/Benefit Analysis", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 22, No. 1, pp. 24-33, February 2007.
- [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.
- [ONS14] Operador Nacional do Sistema Elétrico, [Online]. Disponível em: http://www.ons.org.br/. [Acesso em 11 Agosto 2014].
- [P72] A.D. Patton, "A Probability Method for Bulk Power System Security Assessment, I - Basic Concepts", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 91, pp. 54-61, January/February 1972.
- [PB92] M.V.F. Pereira, N.J. Balu, "Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation", *IEEE Proceedings*, Vol. 80, No. 4., pp. 470-491, April 1992.
- [PMLS08] J.A. Peças Lopes, M. Matos, A.M. Leite da Silva, W.S. Sales et al.,

"Dealing with intermittent generation in the long-term evaluation of system adequacy and operational reserve requirements in the Iberian Peninsula", Cigré Proceedings, Paris, France, Aug. 2008, Paper C1-304.

- [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", 14<sup>th</sup> PSCC, Sevilha, 24-28 June 2002.
- [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 UNIFEI, Itajubá, Dezembro 2009.
- [SB77] C. Singh, R. Billinton, "System Reliability Modelling and Evaluation", Hutchinson, London, 1977.
- [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.
- [SMS14] W.S. Sales, L.A.F. Manso, D.H. dos Santos, "Avaliação da Reserva Girante de Sistemas de Geração via Simulação Monte Carlo Não Sequencial, 11<sup>th</sup> IEEE/IAS International Conference on Industry Applications, Juiz de Fora – MG, Dezembro 2014.
- [SPF93] C. Singh, T. Pravin Chander e J. Feng, "Convergence Characteristics of Two Monte Carlo Models for Reliability Evaluation of Interconected Power Systems", Int. Journal on Eletric Power Systems Research, Vol. 28, pp. 1-8, 1993.

- [WB06] W. Wangdee, R. Billinton, "Bulk Electric System Well-Being Analysis Using Sequential Monte Carlo Simulation", *IEEE Transactions On Power Systems*, v. 21, n. 1, pp. 188-193, Fevereiro 2006.
- [WE91] L. Wang, J. Endrenyi, "Reliability Techniques in Large Electric Power Systems", Ontario Hydro Research Division. Toronto, Ontario, Canada. Published by Academic Press, Inc. 1991.
- [WW96] A.J. Wood, B.F. Wollenberg, "Power Generation. Operation and Control", Wiley Interscience, Second Edition. 1996.