

TESE

1023

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

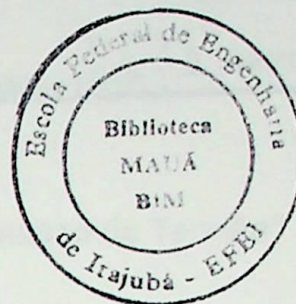
*Avaliação Probabilística do Risco de
Colapso de Tensão*

ILDEFONSO PEREIRA COUTINHO

ITAJUBÁ - Dezembro de 1999

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

EFEI



**AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DO RISCO DE
COLAPSO DE TENSÃO**

ILDEFONSO PEREIRA COUTINHO

Tese submetida ao
INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA EFEI
como requisito parcial para obtenção do título de
Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica

ORIENTADOR: Prof. Armando Martins Leite da Silva

CO-ORIENTADOR: Prof. Antônio Carlos Zambroni de Souza

DEZEMBRO DE 1999

ITAJUBÁ – MINAS GERAIS – BRASIL



Ministério da Educação
ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ
Reconhecida Lei 3232 - 05/01/1917

FOLHA DE JULGAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA
DE TESE DE DOUTORADO

Título da Tese: "Avaliação Probabilística do Risco de Colapso de Tensão"

Autor: Ildefonso Pereira Coutinho

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito	Rubrica
1º	A	
2º	A	
3º	A	
4º	A	
5º	A	Am. L. T.

Resultado: Aprovado

Observações: _____

Itajubá, 17 de dezembro de 1999.

Prof. Ricardo Bernardo Prada
1º Examinador - PUC-Rio

Prof. Marcus Theodor Schilling
2º Examinador - UFF

Prof. José Wanderley Marangon Lima
3º Examinador - EFEI

Prof. Antônio Carlos Zambroni de Souza
4º Examinador - EFEI

Prof. Armando Martins Leite da Silva
5º Examinador - EFEI - (Orientador)

Prof. Germano Lambert Torres
Presidente - EFEI

AGRADECIMENTOS

- Ao Professor Armando Martins Leite da Silva, orientador deste trabalho, pela sua insuperável capacidade profissional e pelo exemplo de vida e grandeza de alma, pela sua extrema dedicação em orientar para o bem e para o bom, até nos mínimos detalhes. É um privilégio especial ser seu aluno.
- Ao Professor Antônio Carlos Zambroni de Souza, co-orientador deste trabalho, pela sua atuação sempre presente e eficiente, pela sua segurança nos momentos de dúvidas e pelo seu otimismo nos instantes difíceis.
- Ao Professor Maurílio Pereira Coutinho, Diretor do Instituto de Engenharia Elétrica da Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI), pelo suporte técnico.
- Ao Professor Germano Lambert Torres, Coordenador dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da EFEI, pelo indispensável apoio.
- A minha família inteira, porto seguro nos momentos tempestuosos.
- A CAPES pelo apoio financeiro.
- Aos meus colegas do curso de doutorado em Sistemas Elétricos de Potência, da EFEI, pelos momentos de convivência e pelo muito que aprendi com eles sobre companheirismo, generosidade, fraternidade.
- A Deus, Suprema Sabedoria e Justiça, pelo Dom da vida e pelo Dom especial que Ele me concedeu de querer aprender sempre.

RESUMO

Este trabalho apresenta o desenvolvimento de um algoritmo para a análise de estabilidade de tensão em sistemas de potência. O algoritmo é baseado na teoria dos grafos e na análise de sensibilidade. O objetivo principal é determinar a sensibilidade da tensão em relação às variações dos parâmetros do sistema, como a impedância das linhas e a potência das cargas. O algoritmo é aplicado a um sistema de potência de teste, demonstrando sua eficácia na identificação de pontos críticos de tensão e na avaliação da estabilidade do sistema sob condições de carga variável.

Em seguida, considerando a natureza estocástica dos dados de carga, é proposta uma metodologia probabilística para a análise de estabilidade de tensão. Esta metodologia é baseada na teoria dos processos estocásticos e na análise de sensibilidade. O objetivo é determinar a probabilidade de ocorrência de flutuações de tensão que possam comprometer a estabilidade do sistema. Para isso, são utilizados métodos de simulação de Monte Carlo e técnicas de análise de sensibilidade. Os resultados mostram que a metodologia proposta é capaz de identificar os pontos críticos de tensão e de avaliar a probabilidade de ocorrência de flutuações de tensão que possam comprometer a estabilidade do sistema. Além disso, são apresentadas algumas sugestões para a melhoria da estabilidade de tensão em sistemas de potência.

A análise de estabilidade de tensão é uma tarefa complexa, pois envolve a consideração de muitos fatores, como a natureza estocástica dos dados de carga, a presença de fontes de energia renovável e a complexidade dos sistemas de potência. Este trabalho apresenta uma abordagem inovadora para a análise de estabilidade de tensão, baseada na teoria dos grafos e na análise de sensibilidade. O algoritmo desenvolvido é capaz de identificar os pontos críticos de tensão e de avaliar a probabilidade de ocorrência de flutuações de tensão que possam comprometer a estabilidade do sistema. Além disso, são apresentadas algumas sugestões para a melhoria da estabilidade de tensão em sistemas de potência.

*Dedico este trabalho
ao Desconhecido.*

Para os testes deste trabalho, foi utilizado o sistema IEEE-RTS, uma configuração de sistema de potência de teste padrão. O sistema é composto por 118 barras e 186 linhas de transmissão. A potência das cargas é variável, variando entre 0 e 100% da potência nominal.

RESUMO

Várias técnicas têm sido propostas na literatura para analisar o colapso de tensão de um sistema de potência, baseadas em índices que podem eficientemente avaliar a margem de carga para a qual o sistema permanece estável. Toda essa discussão, incluindo possíveis métodos de solução, é executada sob suposições determinísticas; carga, geração e transmissão são definidas para cada condição de operação. A idéia básica é obter a quantidade máxima de carga que o sistema pode suportar, e qual a *distância* que ele está desta condição. Inicialmente neste trabalho, numa abordagem determinística, são revistos os métodos da continuação e do vetor tangente, este último aprimorado pelo recurso da extrapolação quadrática.

Em seguida, considerando a natureza aleatória inerente aos sistemas elétricos de potência, em particular a carga, o problema de colapso de tensão é reavaliado. Uma metodologia probabilística é desenvolvida para fornecer índices de risco do colapso de tensão, baseada numa combinação do vetor tangente e métodos de simulação de Monte Carlo. É também mostrado como uma análise probabilística do fluxo de carga pode ser adaptada para avaliar os índices de risco propostos. Estes índices se referem a avaliações feitas quando ocorrem contingências envolvendo saídas forçadas de linhas de transmissão, de transformadores, de reatores de linha, de barras de geração e de unidades de geração. As contingências são classificadas de acordo com um índice de criticidade e, se possível, é estabelecida uma medida remediadora para cada contingência.

A máxima transferência de potência, ativa e reativa, entre áreas *importadoras* de potência e áreas *exportadoras* de potência, dentro do mesmo sistema, é também estudada, considerando como restrição o ponto de colapso de tensão. A partir da função densidade de probabilidade da variável aleatória *máxima potência transferida* são obtidos os riscos associados.

Para os testes deste trabalho, são utilizados o sistema IEEE-RTS, uma configuração do sistema equivalente sul brasileiro (52 barras) e o sistema de 118 barras do IEEE.

ABSTRACT

Several approaches have been proposed in the literature to analyze system voltage collapse, based on indices that can efficiently evaluate the load margin for which the system remains stable. All this discussion, including possible methods of solution, is being carried out under deterministic assumptions; load, generation and transmission are defined for each operating condition. The basic idea is to obtain the maximum amount of load the system can support, and what *distance* it is from this condition. Initially in this work, the deterministic methods based on the continuation and tangent vector approaches are reviewed.

Considering the stochastic nature of electric power systems, particularly the load, the voltage collapse problem is revisited. A probabilistic methodology is developed to provide risk indices of voltage collapse, based on a combination of the tangent vector and Monte Carlo simulation methods. It is also shown how the probabilistic load flow analysis can be adapted to evaluate the proposed risk indices and to rank the contingencies.

Finally, a methodology for simultaneous transfer capability analysis based on a probabilistic approach is also studied, considering as restriction the voltage collapse point. Using the density function of maximum simultaneous transfer capability the associated risks are obtained.

The IEEE-RTS, a configuration of the Brazilian South System and the 118-bus IEEE system are used in this work, for tests, discussions and conclusions.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABELAS	x
LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS	xii
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Considerações Gerais	1
1.2 Estado da Arte	8
1.3 Estrutura da Tese	17
CAPÍTULO 2 COLAPSO DE TENSÃO: AVALIAÇÃO DETERMINÍSTICA	19
2.1 Introdução	19
2.2 Método da Continuação	19
2.2.1 O algoritmo	20
2.3 Método do Vetor Tangente	24
2.3.1 Extrapolação quadrática	26
2.4 Resultados dos Testes	28
2.4.1 Aplicação das metodologias	28
2.4.2 Desempenho dos métodos	31
2.4.3 Influências da função despacho	34
2.4.4 Influência de 'limites' nas cargas	38
2.5 Conclusões	40

CAPÍTULO 3 COLAPSO DE TENSÃO: AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA	42
3.1 Introdução	42
3.2 Fluxo de Potência Probabilístico	45
3.2.1 Tópicos importantes no FPP	45
3.2.2 Formulação matemática	48
3.2.3 O algoritmo do FPP	49
3.2.4 Risco do colapso de tensão	51
3.2.5 Algoritmo para adaptar o FPP à avaliação do colapso	52
3.3 Resultados dos Testes	53
3.3.1 Avaliação dos riscos	54
3.3.2 Outros tipos de incertezas	50
3.4 Conclusões.....	69
CAPÍTULO 4 ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS	71
4.1 Introdução	71
4.2 Índices de Desempenho	72
4.3 Resultados dos Testes	72
4.3.1 Sistema IEEE-RTS (24 barras)	72
4.3.2 Sistema equivalente sul brasileiro (52 barras)	77
4.3.3 Sistema IEEE/118 barras	81
4.3.4 Contingências com outros tipos de incertezas	82
4.3.5 Ponto de colapso <i>versus</i> tempo computacional	86

4.4	Contingências em Unidades da Geração	87
4.4.1	Contingências selecionadas	88
4.4.2	Resultados dos Testes	89
4.5	Conclusões	91
CAPÍTULO 5	MÁXIMA TRANSFERÊNCIA DE POTÊNCIA	92
5.1	Introdução	92
5.2	Estado da Arte	94
5.3	Formulação Proposta	98
5.4	Resultados dos Testes	99
5.4.1	Modelagem Proposta	99
5.4.2	Resultados da abordagem determinística	101
5.4.3	Resultados da abordagem probabilística	101
5.5	Conclusões	104
CAPÍTULO 6	CONCLUSÕES	105
APÊNDICE A	IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM	110
APÊNDICE B	SISTEMA IEEE-RTS MODIFICADO	116
APÊNDICE C	SISTEMA EQUIVALENTE SUL BRASILEIRO	118
APÊNDICE D	SISTEMA DE 118 BARRAS DO IEEE	126
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	127

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Configuração da Rede IEEE-RTS	29
Figura 2.2: Configuração da Área Vizinha à Barra 20	30
Figura 3.1: Função Densidade de Probabilidade Associada	56
Figura 3.2: Compensação Reativa na Barra 6 e Níveis Aceitáveis de Risco	59
Figura 3.3: Função Densidade para o Cenário A	63
Figura 3.4: Função Densidade para o Cenário B	63
Figura 3.5: Função Densidade para o Cenário C	64
Figura 3.6: Função Densidade para o Cenário D	64
Figura 3.7: Função Densidade para o Cenário E	65
Figura 3.8: Função Densidade para o Cenário F	65
Figura 3.9: Função Densidade para o Cenário G	66
Figura 3.10: Função Densidade para o Cenário H	66
Figura 5.1: Função Densidade de Probabilidade da Máxima CTP	103
Figura 5.2: Função Densidade de Probabilidade da Máxima CTP	103

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Método da Extrapolação Quadrática	31
Tabela 2.2: Método da Continuação	32
Tabela 2.3: Influências do Despacho	35
Tabela 2.4: Influências da Ação de Limitar o Aumento das Cargas	39
Tabela 3.1: Carregamento do Sistema e Risco de Colapso	57
Tabela 3.2: Medidas Corretivas e Risco de Colapso	58
Tabela 3.3: Avaliação Probabilística dos Cenários de Cargas	67
Tabela 3.4: Eventos definidos por λ	68
Tabela 3.5: Riscos da Ocorrência de Eventos	68
Tabela 4.1: Análise de Contingências e Índices de Risco	74
Tabela 4.2: Análise de Contingências e Estratégias	76
Tabela 4.3: Análise de Contingências e Índices de Risco	77
Tabela 4.4: Análise de Contingências e Estratégias	80
Tabela 4.5: Análise de Contingências e Índices de Risco	81
Tabela 4.6: Análise de Contingências e Índices de Risco	83
Tabela 4.7: Análise de Contingências e Índices de Risco	84
Tabela 4.8: Análise de Contingências e Índices de Risco	85
Tabela 4.9: Comparação de Desempenho do Esforço Computacional	87
Tabela 4.10: Potência Gerada Máxima entre as Unidades de Geração	88

Tabela 4.11: Avaliação de Contingências na Geração89

Tabela 4.12: Classificação das Contingências Seleccionadas90

Tabela 4.13: Tabela Comparativa entre Probabilística X Determinística91

Tabela 5.1: Máxima CTP entre as Áreas A e B101

Tabela 5.2: Máxima CTP da Área A para a Área B102

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

OLTC on-load tap changing

x variável de estado

λ parâmetro de variação da carga do sistema

$f(\dots) = 0$ equação implícita da solução

D_x vetor do operador derivada em relação a x

D_x^T vetor transposto do operador derivada em relação a x

v autovetor à direita

w autovetor à esquerda

$\|v\|$ norma euclideana de v

$\|w\|$ norma euclideana de w

n número de variáveis de estado

RTS reliability test system

$\delta V / \delta P$ derivada parcial da tensão V em relação à potência ativa P

$\delta V / \delta Q$ derivada parcial da tensão V em relação à potência reativa Q

CTP capacidade de transferência de potência

J matriz jacobiana do fluxo de carga

CPU central processing unit

PGMAX valor máximo da potência ativa gerada

FPP fluxo de potência probabilístico

$E[.]$ operador valor esperado ou valor médio

λ_{col} variável aleatória fator de carregamento do sistema para o ponto de colapso de tensão

P_D probabilidade de divergência ou de não-convergência dos casos bases sorteados na simulação de Monte Carlo.

INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Gerais

Os sistemas modernos de potência são geralmente sob carregamento. Esta situação resulta de vários fatores, devido ao rápido crescimento de carga, ao aumento da capacidade de geração e ao aumento da eficiência econômica. Além disso, a introdução de novas fontes de energia, como a energia eólica, tem contribuído para o aumento da capacidade de geração e, portanto, para o aumento da eficiência econômica. Consequentemente, a capacidade de manter a estabilidade de tensão torna-se uma preocupação cada vez mais importante. A indústria elétrica brasileira, através do Conselho Nacional de Energia Elétrica (CNEE), vem desenvolvendo estudos e pesquisas para melhorar o controle do nível de tensão e da potência reativa. Os estudos realizados até o momento são baseados em métodos determinísticos e estatísticos. Este trabalho apresenta um método probabilístico para a análise da estabilidade de tensão em sistemas de potência. O método proposto é baseado na simulação de Monte Carlo e na análise de sensibilidade. Os resultados obtidos são comparados com os resultados obtidos por métodos determinísticos e estatísticos.

Na quase totalidade dos casos, o nível de tensão em um sistema de potência é controlado por meio de dispositivos de controle de tensão. A análise da estabilidade de tensão em sistemas de potência sob condições de sobrecarga é, portanto, uma tarefa importante. Este trabalho apresenta um método probabilístico para a análise da estabilidade de tensão em sistemas de potência. O método proposto é baseado na simulação de Monte Carlo e na análise de sensibilidade. Os resultados obtidos são comparados com os resultados obtidos por métodos determinísticos e estatísticos.

O Sistema Operacional Automático Supervisionado do CEE, possui uma série de dispositivos de controle de tensão e potência reativa. A análise da estabilidade de tensão em sistemas de potência sob condições de sobrecarga é, portanto, uma tarefa importante. Este trabalho apresenta um método probabilístico para a análise da estabilidade de tensão em sistemas de potência. O método proposto é baseado na simulação de Monte Carlo e na análise de sensibilidade. Os resultados obtidos são comparados com os resultados obtidos por métodos determinísticos e estatísticos.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Gerais

Os sistemas elétricos de potência são operados sob condições cada vez mais restritivas e severas, devido às políticas governamentais de meio ambiente e ao *lobby* dos movimentos ecológicos, além das incertezas econômicas que limitam ao mínimo indispensável os investimentos em novas usinas geradoras e em novas linhas de transmissão. Conseqüentemente, a capacidade de manter a estabilidade de tensão torna-se uma preocupação constante e crescente, e medidas são exigidas para melhorar o controle do nível da tensão e da potência reativa destes sistemas. Problemas crônicos e incidentes decorrentes da instabilidade de tensão foram identificados nos sistemas elétricos de vários países [CWG92].

Há quase três décadas (desde o início dos anos setenta) que o problema da estabilidade de tensão e colapso de tensão vem sendo estudado e investigado. A ocorrência de vários incidentes em diversos países envolvendo instabilidade/colapso, tem provocado algum esforço intensivo para entender melhor o fenômeno e para a melhoria da operação do sistema de potência em relação à estabilidade de tensão.

O *System Dynamic Performance Subcommittee*, do IEEE, define estabilidade de tensão como a capacidade de um sistema manter a tensão, de tal maneira que se a admitância da carga é aumentada, a potência da carga aumentará, e ambos, potência e tensão, são controláveis. O mesmo *Subcommittee* define colapso de tensão

como o processo pelo qual a instabilidade de tensão leva a uma tensão muito baixa [SDPSI90, BA99].

A utilização intensiva das linhas de transmissão — e mais, juntamente com a compensação de potência reativa —, faz com que a estabilidade de tensão venha a se tornar um problema real na operação. O sistema pode cair em uma série de eventos em cascata, em consequência da tensão excessivamente baixa, talvez sofrendo colapso parcial ou total, devido à exaustão de fontes locais de potência reativa, aproximação da máxima capacidade de transferência de potência, onde as sensibilidades das variáveis têm valores excessivamente altos e as ações de controle produzem efeito oposto ao esperado [BGP95, DL92, FFOCH93, FJCH85, K98, PH94, VMBPPGS94].

A causa da instabilidade de tensão não precisa necessariamente ser provocada por um grande distúrbio. Um aumento gradual da carga (em minutos, horas, ...) pode causar o colapso de tensão. A instabilidade de tensão pode também ocorrer em sistemas onde não há violação dos limites de tensão. Como no caso de um sistema com excesso de compensação de potência reativa, situação esta em que o colapso de tensão pode ocorrer dentro da faixa normal de operação (há um esgotamento súbito de geração local de potência reativa).

Duas situações distintas, dentre outras, podem levar o sistema elétrico de potência ao colapso:

1. Queda excessiva de tensão, pela perda da capacidade de geração de potência reativa.
2. Sistema operando na região próxima à máxima capacidade de transferência de potência.

Tanto a falta como o excesso de compensação local de potência reativa podem ser responsáveis pelo colapso [PZVMO91].

Conforme observado em [IWG90, K98], as ferramentas analíticas disponíveis para as empresas de energia elétrica são um tanto quanto limitadas. Há necessidade de ferramentas de avaliação da estabilidade de tensão [PZVMO91] capazes de :

- prever o colapso de tensão em sistemas complexos;
- identificar pontos fracos quanto à tensão e áreas susceptíveis à estabilidade de tensão;
- quantificar com precisão as margens de carga;
- definir os limites de transferência de potência em relação ao colapso/instabilidade;
- determinar os níveis críticos de tensão e as contingências críticas.

Também há necessidade de ferramentas capazes de identificar os fatores-chave que contribuem e as sensibilidades que afetam a instabilidade/o colapso de tensão, proporcionando um 'discernimento para dentro das características do sistema' a fim de auxiliar no desenvolvimento de ações remediadoras para possíveis contingências.

A operação normal dos sistemas de potência interligados exige que o módulo da tensão na barra seja mantido dentro de uma faixa de variação de aproximadamente $\pm 5\%$ do seu valor nominal. Em certas circunstâncias uma queda excessiva de tensão pode ocorrer. Restaurar a tensão para a faixa normal de operação, exige o uso de controles associados com a potência reativa, tais como, fixar as tensões nos geradores e compensadores, *taps* nos transformadores OLTC (*on-load tap changing transformers*), chaveamento de capacitores e reatores *shunt*. Há possibilidade de acontecer, entretanto, que os controles disponíveis não sejam apenas insuficientes para corrigir as tensões anormais, mas eles podem até causar ainda mais deterioração do nível de tensão, conforme citado anteriormente nas situações que podem levar o sistema ao colapso.

O ponto vital do problema da instabilidade de tensão é a incapacidade do sistema em suprir suas demandas de potência reativa. Quando o transporte de potência reativa de áreas da vizinhança fica difícil, qualquer alteração que necessite de suporte adicional de potência reativa pode levar ao colapso de tensão. O colapso é fortemente influenciado pelas condições e características de cada sistema.

Podem ser citados como fatores significativos que contribuem para a instabilidade/o colapso de tensão:

- grandes distâncias entre geração e carga.
- ação dos transformadores OLTCs durante as condições de baixa tensão, apenas 'mascarando' o problema da tensão: resolve-se o problema da tensão para a carga (no lado da carga existem tensões com valores aceitáveis), mas no nível da transmissão os valores de tensão são críticos.
- características desfavoráveis e complexas da carga (cargas caracterizadas por baixos níveis de tensão).
- coordenação pobre e insuficiente entre os vários sistemas de controle e de proteção.
- uso excessivo de compensação por capacitor *shunt*.
- sistemas pesadamente carregados, isto é, cargas com valores elevados de potência reativa e ativa, ocasionados por elevadas demandas e/ou saídas forçadas de: transformadores, linhas de transmissão, 'quebras' na geração (saídas forçadas de unidades geradoras).

A análise da estabilidade de tensão para um dado estado da operação do sistema envolve o exame de dois aspectos: *Primeiro* - Proximidade à instabilidade da tensão: Quão próximo está o sistema da instabilidade de tensão? Qual a margem de carga? Qual a máxima transferência de potência permitida? *Segundo* - Mecanismo da instabilidade de tensão: Como e por que a instabilidade ocorre? Quais são os fatores-chave que contribuem para a instabilidade? Quais são os *graus de criticidade*

das contingências ? Quais medidas remediadoras devem ser tomadas na ocorrência de contingência, principalmente se ela for classificada como *crítica* ?

As referências [SP90, C95, ZCQ97] mostram que sob certas suposições, as equações de fluxo de carga podem representar algo do comportamento dinâmico de um modelo particular do sistema de potência sobre os pontos de equilíbrio do sistema definidos pela *variedade*:

$$f(x, \lambda) = 0 \quad (1.1)$$

onde:

- $x \in R^n$ são as variáveis de estado;
- n número de variáveis;
- $\lambda \in R$ é um parâmetro escalar particular que direciona o sistema para a *bifurcação saddle-node* (bifurcação sela-nó, também conhecida como '*turning point*') de uma maneira quase estática; o parâmetro λ é tipicamente usado para representar as alterações no carregamento do sistema, em relação ao modelo de carga usado.
- $f : R^n \times R \rightarrow R^n$ é uma função não-linear.

O modelo de sistema de potência descrito por (1.1) é particularmente útil para estudar mudanças lentas nas variáveis do sistema, que dirigem o sistema de um ponto de equilíbrio estável para outro, até que uma singularidade das matrizes Jacobianas associadas seja encontrada, a qual pode estar diretamente relacionada a uma bifurcação sela-nó do sistema dinâmico original. Assim, a técnica típica consiste em resolver as equações do fluxo de potência enquanto a carga, ou outros parâmetros, muda.

Esse modelo, que é o utilizado neste trabalho, identifica o ponto de colapso de tensão como um ponto de bifurcação sela-nó (*saddle-node point*), o qual é caracterizado por possuir um autovalor real nulo.

Nem todos eventos de colapso de tensão em sistemas de potência, podem ser associados às bifurcações sela-nó, ou outros tipos de bifurcação para aquele problema. Alguns problemas de colapso de tensão podem ser causados por rápidos eventos dinâmicos que nada têm a ver com o fenômeno da bifurcação, tais como as grandes perturbações (por exemplo, curtos-circuitos) que empurram o sistema para fora de sua região de estabilidade, produzindo problemas de tensão. Ou, então, o esgotamento súbito das fontes de potência reativa. Neste caso, o sistema vai direto à instabilidade sem passar pelo ponto de sela-nó, ocorrendo o colapso sem acontecer qualquer bifurcação.

Além disso, outras bifurcações podem ocasionar os problemas de colapso, tais como as bifurcações de Hopf e as bifurcações caóticas [CH94, C95, DS93, D92, DL92, LSBE90, S88, Z90]. Dentre os tipos de bifurcações, este trabalho trata somente de bifurcações do tipo sela-nó; assim, o objetivo da aplicação em sistemas de potência das metodologias que serão apresentadas, estará limitado às bifurcações do tipo sela-nó e com limites de potência reativa, no caso de ser detectada alguma bifurcação, na análise de estabilidade de tensão.

A busca de um *índice* que indique e identifique o ponto de bifurcação com precisão e esforço computacional satisfatórios, tem sido objeto de interesse de muitos trabalhos. A idéia é, para um ponto de operação conhecido, estimar a variação de carga para a qual o sistema permanece estável do ponto de vista da tensão. Entretanto, os índices são válidos para um certo instante de tempo (eles são estáticos); logo, os índices apresentam descontinuidades quando variáveis do sistema também sofrerem descontinuidades, por exemplo: os limites da potência reativa nas barras de geração. Pode-se afirmar que é pura perda de tempo procurar um índice bem comportado.

Por outro lado, um aspecto de importância fundamental é a viabilidade computacional de avaliar o desempenho dos sistemas em ambientes de *simulação*, capazes de

representar a natureza estocástica inerente aos sistemas de potência [A90]; isto é, incertezas nas cargas, disponibilidades de geradores e linhas de transmissão, etc. A incorporação destas aleatoriedades ao problema da estabilidade de tensão, consegue, com certeza, proporcionar *uma medida do risco de colapso* muito mais realista, além do acréscimo de qualidade nos resultados, para utilização no planejamento da operação e no planejamento da expansão dos sistemas elétricos de potência.

O impacto nos resultados do fluxo de potência, quando se considera a natureza estocástica do crescimento da carga e da disponibilidade de equipamentos (configuração) da geração e da transmissão, tem sido objeto de vários estudos [AA76, C91, DKS75, HK75, H75, LAB87a, LAB87b, LA90, LASA85, LMMB99, L85, LPS89, LRAAD90, L77, LSBE90, P84b, RRWWC75, S94, SB83, VMBPPGS94], os quais podem ser estendidos para tratar também do problema de colapso de tensão.

O principal objetivo de uma empresa de energia elétrica é encontrar as demandas de carga e energia, da maneira mais econômica possível, mantendo níveis aceitáveis de qualidade do serviço. A especificação do que constitui 'níveis aceitáveis' é um problema difícil, que exige um compromisso entre qualidade e custos. Esta exigência deve ser mantida em mente durante as fases de planejamento, projeto, operação e manutenção do sistema.

A técnica tradicional para lidar com esta exigência está baseada na análise das 'condições de pior caso' e no uso de 'fatores de segurança'. Este super dimensionamento se traduz por maiores custos do projeto. Esta técnica é utilizada há muitos anos na análise e nos projetos de engenharia. Ela pode ser interpretada como uma maneira determinística de levar em conta a experiência passada e eventos futuros não esperados.

A limitação da técnica determinística é que ela representa a experiência passada e a expectativa do futuro através de simples números ou resultados, sem definir qualquer grau de importância (não importante, pouco importante, muito importante, etc.) ou probabilidade de ocorrência, a elas. Uma maneira alternativa e mais realística de incorporar a experiência passada é identificar todos eventos que tenham direta ou indiretamente contribuído para aquela experiência e associá-los com estas suas

probabilidades de ocorrência. Uma vez que a experiência passada é representada por parâmetros estatísticos, o próximo passo, que compreende a aplicação da análise e das técnicas do projeto, é executado dentro deste ambiente estocástico. Este procedimento forma a base da abordagem probabilística. Portanto, a *performance* (atuação) passada pode ser entendida e a *performance* futura pode ser prevista de uma maneira mais consistente. A incerteza é quantificada [LRAAD90].

A técnica de avaliação mais amplamente utilizada na análise de sistemas de potência é o algoritmo do fluxo de carga, usado para estimar o comportamento em regime permanente e a resposta do sistema. Esta ferramenta é usada não somente para o planejamento da expansão, mas também para definir as estratégias operativas de sistemas de potência. Nestes algoritmos determinísticos considera-se um conjunto fixo de parâmetros de entrada para cada execução computacional. O engenheiro deve fornecer o conjunto adequado de dados que defina as condições de operação a serem analisadas. Estes dados de entrada são, basicamente, as cargas nas barras, configuração da rede e disponibilidade das unidades de geração. Também devem ser estabelecidos os critérios de balancear a carga total do sistema (isto é, a *função despacho*) entre as barras de geração.

Um método complementar é o fluxo de carga probabilístico ou o fluxo de potência estocástico. Esta técnica reconhece a natureza probabilística da geração e da carga. Essencialmente, um fluxo de carga probabilístico transforma as variáveis aleatórias de entrada, definidas em termos de funções densidade de probabilidade, em variáveis aleatórias de saída também definidas em termos de funções densidade. Os objetivos de eficiência computacional e exatidão aplicados ao fluxo de carga probabilístico são os mesmos das técnicas do fluxo de carga convencional.

1.2 Estado da Arte

Os problemas decorrentes do colapso de tensão ocupam as áreas de interesse de muitos pesquisadores. As discussões sobre a natureza dos problemas mostram que

o colapso de tensão é um fenômeno local que pode trazer sérias conseqüências para o conjunto do sistema elétrico [CWG92].

Geralmente são empregados modelos de fluxo de potência (fluxo de carga) para desenvolver os estudos de colapso de tensão. Este trabalho utiliza as equações de fluxo de carga AC para analisar o comportamento dinâmico do sistema de potência, capacitando-se para identificar o ponto de colapso de tensão como uma bifurcação sela-nó (*saddle-node bifurcation*) [C95], caracterizada pela existência de um autovalor real nulo da Matriz Jacobiana do fluxo de carga [S88]. A identificação deste ponto singular através de um certo índice tem sido o fato motivador para muitas publicações sobre colapso de tensão.

A comparação entre várias técnicas de obtenção destes índices, baseadas em modelos estáticos do sistema e propostas na literatura, foi minuciosamente desenvolvida em [CZQ96], onde é mostrado que a determinação da *barra crítica real* representa um sério obstáculo computacional para prever o ponto de bifurcação. Por barra crítica entenda-se aquela cujas variáveis de estado mais variam no ponto de bifurcação, isto é: aquela cuja variação de carga produz maior variação de tensão quando o sistema estiver no ponto de colapso. Em [M94a, M94b] é observada a dificuldade em determinar a barra crítica, uma vez que esta barra pode mudar à medida que o sistema dirige-se ao ponto de bifurcação.

A Teoria da Bifurcação é útil na identificação do ponto de colapso [KPB86, S88, Z90, CH94, C95, Z95, Z98c]. A bifurcação está associada com a sensibilidade infinita das magnitudes de tensão na carga em relação às perturbações de um parâmetro; por exemplo, o parâmetro de carregamento do sistema. Esta propriedade é a característica essencial do colapso de tensão. Na verdade, ela é algumas vezes usada como a definição de colapso de tensão [KPB86]. Diferentes tipos de bifurcação podem ser encontrados em sistemas de potência, dependendo do modelo de sistema adotado. As mais comuns, entretanto, são as de sela-nó e as de Hopf. As bifurcações podem surgir quando o comportamento dinâmico de um sistema é alterado devido à variação de algum parâmetro.

Em [Z95] há o exemplo de um sistema simples de duas barras, sem limites de potência reativa, em que observa-se no gráfico do ângulo da tensão em função do módulo da tensão, que existe um nível de carga para a qual somente há uma solução: quando o determinante do Jacobiano é necessariamente igual a zero. Isto significa que o Jacobiano tornou-se singular, correspondendo a uma bifurcação sela-nó, já que todas as condições de transversalidade se aplicam a este ponto [S88]. A carga que atende à solução única de tensão é o fluxo de potência máximo que a rede elétrica pode transmitir. Vários trabalhos [S88, D92, CH94, ZQ94, C95, Z95] mostram a relação direta entre as bifurcações do tipo sela-nó e o colapso de tensão.

A fim de identificar o ponto de bifurcação sela-nó, os Métodos da Continuação são robustos e precisos para este propósito [CZQ94]. Eles são também capazes de traçar o diagrama (*manifold*) da bifurcação.

Os Métodos Diretos podem fornecer bons resultados. Eles são numericamente bem comportados para os modelos de sistemas de potência. Também são projetados para encontrar a bifurcação a partir de uma dada condição de operação, em uma tentativa de solução. O método direto que encontra o ponto de operação correspondente ao colapso de tensão, através do método de Newton modificado, exige uma boa estimativa inicial para que se consiga obter convergência. Ou seja, (x, λ) deve estar próximo do ponto de colapso (x_0, λ_0) , já que o método baseia-se no algoritmo de Newton [S88, K93]. Se esta condição não for satisfeita, ele pode falhar. Não se consegue localizar bifurcações de Hopf com nenhum método direto, e quando todos os limites e controles são considerados, ele tende a falhar [P84a]. A vantagem do método direto que utiliza o algoritmo de Newton é, quando funciona, calcular o ponto de colapso de tensão com seu valor *exato*.

Métodos Diretos e da Continuação são técnicas tipicamente utilizadas para identificar o local das bifurcações do tipo sela-nó em modelos de sistemas não-lineares. Uma das principais propriedades destes métodos é que as correspondentes equações não são singulares no ponto de bifurcação, fazendo-os muito úteis para calcular o local de tais pontos de equilíbrio dos sistemas de potência.

O Método da Continuação encontra o ponto de bifurcação através do traçado do diagrama de bifurcação, tendo λ como variável independente; isto é, ele traça os pontos de equilíbrio do sistema não-linear enquanto os valores do parâmetro λ variam, conseguindo obter uma aproximação adequada do local de bifurcação [Z95, ZCQ97, ZCQ96]. Eles também são conhecidos como fluxos de potência da continuação (*continuation power flows*).

Para acelerar os fluxos de potência da continuação, a literatura, de 1994 para cá, apresenta técnicas, tais como particionamento da rede, baseado no Jacobiano reduzido do fluxo de carga e nas informações dos autovetores e do vetor tangente; métodos mistos de partição/redução do sistema de potência. Os autores de [CZQ94] apresentam um método da continuação aperfeiçoado, reduzindo o tempo computacional para que o método possa ser usado em tempo real. Também, [Z96] propõe uma outra técnica para aperfeiçoar o método da continuação.

O método direto, a exemplo do método da continuação, acha corretamente o ponto de bifurcação, mas não traça o diagrama de bifurcação. O método consiste em achar iterativamente o ponto de bifurcação (x_0, λ_0) usando o método de Newton modificado. O método pode ser equacionado da seguinte forma:

$$f(x, \lambda) = 0 \quad (1.2)$$

$$D_x f(x, \lambda) v \quad \text{ou} \quad D_x^T f(x, \lambda) w = 0 \quad (1.3)$$

$$\|v\| \quad \text{ou} \quad \|w\| \neq 0 \quad (1.4)$$

A primeira equação acima representa a solução do fluxo de carga, a segunda representa a imposição da condição de singularidade e a terceira assegura que a solução obtida é não trivial. Portanto, o sistema de equações tem dimensão $2n + 1$,

onde:

n = número de variáveis de estado

As desvantagens do método são:

- Requer uma boa estimativa inicial para obter convergência, isto é, necessita do conhecimento de um ponto de operação próximo a (x_0, λ_0) . A estimativa inicial para v ou w pode ser obtida pelo vetor tangente associado ao primeiro ponto de operação.
- Problemas quando os limites de geração de potência reativa são considerados, uma vez que a estrutura da matriz Jacobiana muda de acordo com o carregamento do sistema.
- Ele não consegue localizar bifurcações de Hopf.

O método direto e o método da continuação podem não ser eficientes quando sistemas de potência de grande porte são considerados. Entretanto, o método da continuação pode ser significativamente melhorado se partição de redes for empregada.

Na análise da estabilidade de tensão com métodos que pesquisem o ponto de bifurcação, é desejado saber, com o menor esforço computacional possível: o ponto onde ocorre o colapso de tensão; a barra crítica correspondente; o quão seguro é o atual ponto de operação em regime permanente; quais as medidas remediadoras que devam ser tomadas no caso de contingências (se/e quanto de compensação de potência reativa, se/e quanto de corte de carga, etc.).

Os autores de [GMK92, K93 e M94b] propõem monitorar o autovalor mínimo como um índice de segurança de tensão, enquanto que [LSAH92] e [BGP95] sugerem calcular o valor singular mínimo. Constata-se que quando estes índices se anulam, uma bifurcação sela-nó é encontrada.

Um ponto de colapso de tensão pode também ser identificado através da família de funções-testes [BSZM93] e do determinante do Jacobiano reduzido [PZVMO91].

O comportamento destes índices como uma função do aumento de carga está detalhadamente analisado em [CZQ96]. É concluído que nenhum destes índices é capaz de prever o ponto do colapso e identificar previamente a barra crítica do sistema.

A referência [Z95] propõe um método para estimar o ponto de bifurcação, baseado no comportamento do vetor tangente em função do aumento de carga. É mostrado que o método calcula o ponto de bifurcação sela-nó com pequeno esforço computacional e identifica a barra crítica em um estágio inicial do processo. Um resultado interessante, relatado em [ZCQ96], constata a similaridade do comportamento do vetor tangente com o determinante do Jacobiano reduzido e a família de funções-testes.

Outras metodologias, como funções-energia [OD92] e técnicas de otimização também estão propostas na literatura [V91].

As técnicas anteriormente descritas permitem determinar a margem de carga em relação ao colapso de tensão, bem como a barra crítica do sistema, para uma dada condição de crescimento de carga e disponibilidade de equipamentos (configuração) de geração e transmissão. São técnicas abordadas deterministicamente.

Técnicas analíticas baseadas em processos de convolução matemática bem como a simulação de Monte Carlo [R81] têm sido extensivamente utilizadas na análise probabilística. A incorporação de alguns aspectos probabilísticos ao problema de colapso de tensão, vem recebendo alguma atenção [BA99, CWG92, GDA99, S94, VFXMHM99, VMBPPGS94, MMG97]. A modelagem dos diversos tipos de incertezas existentes nas cargas [LAA84], bem como a simulação das disponibilidades dos equipamentos de um sistema de potência, com certeza proporcionam medidas do risco de colapso de tensão muito mais realistas [LCZPR98, LCZPR99].

As ações de controle na abordagem probabilística, a avaliação probabilística da margem de carga em relação ao ponto de colapso de tensão, a determinação da

barra crítica mais provável e o cálculo das contingências mais críticas com suas possíveis ações remediadoras, permitirão ao operador avaliar a segurança, sob uma visão não determinística, de um determinado ponto de operação e quais são os pontos vulneráveis do sistema. Portanto, esses dados podem ser de interesse para a determinação de ações de controle, já que indicam a área do sistema onde atuar. Essas ações de controle devem ser tais que minimizem a probabilidade de colapso de tensão.

Os autores de [BA99] apresentam uma técnica baseada na enumeração de contingências para avaliar a estabilidade de tensão de um sistema de potência. A técnica proposta em seu artigo inclui a seleção e avaliação de contingências, a classificação de contingências de acordo com critérios selecionados de falha e a acumulação de índices de estabilidade de tensão. A estabilidade de tensão é quantificada na forma de índices, tais como a probabilidade e frequência da instabilidade de tensão e a margem esperada da estabilidade de tensão.

Esta abordagem é testada em um pequeno sistema (RBTS) de 6 barras, desenvolvido para fins pedagógicos na Universidade de Saskatchewan, Canadá; e no sistema RTS/IEEE, de 24 barras. É assumido que as cargas para ambos são *normalmente* distribuídas com um desvio padrão de 4%. A distribuição normal, que representa as incertezas na previsão de carga, é aproximada através de um modelo discreto de sete intervalos. No caso de contingências, é assumido que as saídas forçadas de equipamentos dos dois sistemas-testes são independentes entre si.

O artigo se dedica, inicialmente, à avaliação probabilística da estabilidade de tensão através do *indicador* L_{kj} definido em [KG86], para calcular a estabilidade de tensão da barra de carga k sob uma dada condição de saída forçada j . O indicador em cada barra varia entre zero (nenhuma carga) e um (colapso de tensão). As suposições e limitações da técnica estão descritas em [KG86].

A estabilidade de tensão é quantificada na forma de dois conjuntos de *índices* obtidos para cada barra do sistema e também para o sistema completo. Os dois conjuntos de índices de estabilidade de tensão complementam-se entre si para produzir uma apreciação global da *performance* da tensão do sistema, bem como a *perfor-*

mance localizada de certas áreas do sistema. Mas os dois conjuntos de índices de estabilidade de tensão ('índices do ponto de carga' e 'índices do sistema') não podem ser analisados isoladamente um do outro: porque eles são complementares entre si, um não substitui o outro.

A referência [KG86] apresenta um desenvolvimento detalhado do conceito de como usar o indicador L_{kj} para descrever a condição de estabilidade dentro de um sistema. E [BA99] apresenta as equações para os cálculos da probabilidade e frequência da instabilidade de tensão na barra de carga k , do indicador esperado da estabilidade de tensão para uma certa barra de carga e para o sistema. O fator de multiplicação da carga (carregamento do sistema), para uma dada contingência do sistema e uma certa barra de carga k , para a qual o sistema atinge o limite de estabilidade, é dado por uma equação aproximada, retirada de [KG86]. Os valores esperados deste fator para a barra de carga k e para o sistema, são calculados. O mesmo acontecendo para a probabilidade e frequência da instabilidade. A incerteza na previsão da carga é modelada através de uma distribuição *gaussiana*, mas outras distribuições de probabilidade podem também ser assumidas.

Obtidos estes valores, é efetuada uma enumeração ordenada das barras, segundo o critério desejado (estabilidade de tensão, fator de multiplicação). No final, são apresentados em forma de tabela, para diferentes barras de carga e para o sistema, índices probabilísticos (carregamento esperado, efeito do nível de contingência sobre os indicadores esperados de estabilidade de tensão, efeito da incerteza na previsão de carga sobre os indicadores de estabilidade de tensão) que refletem não somente a severidade do evento, mas também sua probabilidade e frequência de ocorrência, bem como a natureza estocástica das condições de operação do sistema. Estes índices são bastante úteis no projeto e no planejamento de sistemas elétricos de potência.

Para o sistema-teste RTS/IEEE, usando sua metodologia os autores concluem que a barra 6 é a barra crítica do sistema, pois ela possui o mais *alto* indicador esperado de estabilidade de tensão e o mais *baixo* fator de multiplicação da carga (carrega-

mento) entre as barras, o que significa um considerável impacto para *limitar* o carregamento do sistema.

A referência [S94] estuda a estabilidade da tensão em regime permanente dos sistemas de potência (geração e transmissão) através de uma abordagem probabilística, usando o cálculo dos fatores s (assim denominados pelo autor) como índices de estabilidade de tensão, para todas barras de carga. O objetivo é encontrar as barras mais críticas para aplicação no planejamento do sistema. As cargas (componentes ativas e reativas) são consideradas variáveis aleatórias independentes, que obedecem a uma distribuição uniforme (ou, retangular) de probabilidades — suposição que o autor classifica como pessimista, mas válida em se tratando de análise de instabilidade de tensão.

Quatro fatores s são propostos como índices estatísticos para o colapso de tensão. É calculada a probabilidade de ocorrer colapso de tensão em cada barra de carga.

A análise probabilística da instabilidade de tensão é dividida em duas partes: 1) *Simulação*: a) simulação das cargas aleatórias ativas e reativas como variáveis aleatórias independentes, b) solução do fluxo de potência para as cargas aleatórias, usando algoritmo não divergente do fluxo de potência, c) avaliação dos fatores s em cada barra.; 2) *Análise estatística*: a) cálculo do vetor de valores médios e da matriz de covariâncias dos fatores s , b) cálculo da probabilidade de colapso de tensão em cada barra de carga.

O método é aplicado no sistema de Ward-Hale de 6 barras [TMI83]. São listados em tabelas os valores de s_1 , s_2 , s_3 , s_4 (em valores esperados e correspondentes desvios padrões) e conclui-se que a barra 6 é a crítica, porque a probabilidade de colapso de tensão na barra 6 é a maior, o que significa que a barra 6 é a mais fraca do ponto de vista do colapso de tensão.

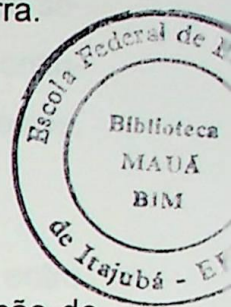
O autor apresenta como conclusão que o método é capaz de calcular as derivadas parciais $\delta V / \delta P$ e $\delta V / \delta Q$ em cada barra de carga. E a partir daí, observa-se que quando o sinal da derivada parcial é negativo, então o colapso de tensão pode ocorrer nesta barra de carga. Na área desta barra crítica, desbalanços podem aparecer

como resultado da solução do fluxo de carga. Estes desbalanços de barra podem ser usados para o cálculo da probabilidade do colapso de tensão em cada barra.

1.3 Estrutura da Tese

Este trabalho está organizado como segue: no Capítulo 2 é revista a avaliação do colapso de tensão, considerando um ambiente determinístico, através das diversas metodologias para localizar/identificar o ponto de bifurcação, dos índices de estabilidade de tensão, dos conceitos de barra crítica do sistema, margem de carga, máxima transferência de potência. É dado destaque ao método da continuação com o vetor tangente e ao método do vetor tangente. A técnica das tangentes é também desenvolvida utilizando-se o recurso da extrapolação quadrática. O fluxo do texto é acompanhado de referências bibliográficas, para auxiliar o entendimento das ferramentas que estão sendo usadas. São também apresentados critérios de despacho, alguns testes e resultados, com suas respectivas interpretações.

No Capítulo 3, é também revisto o problema da estabilidade, agora considerando as características estocásticas inerentes ao sistema elétrico de potência; mais precisamente, as incertezas na carga, considerando esta como *variável aleatória independente gaussiana*. Desta maneira, consegue-se capturar as aleatoriedades da operação do sistema e são calculados o valor esperado, a função densidade de probabilidade e a função de distribuição da variável aleatória Carregamento do Sistema, obedecendo a um certo critério de despacho. É enfatizado o desenvolvimento de uma metodologia probabilística capaz de fornecer índices de risco de instabilidade de tensão para o planejamento do sistema, baseada na simulação de Monte Carlo. É também mostrado o algoritmo do Fluxo de Potência Probabilístico adaptado para avaliar os índices de risco propostos, utilizando como ferramenta o método da continuação com o vetor tangente e o método do vetor tangente com extrapolação quadrática, tudo ilustrado com aplicações em alguns sistemas testes. Testes também são realizados considerando outras incertezas nas cargas: distribuição uniforme e distribuição discreta. No final, são formuladas discussões e conclusões.



O Capítulo 4 dedica-se ao estudo de contingências envolvendo geração e transmissão, apresentando a técnica probabilística de avaliação de suas conseqüências sobre o sistema, e propondo medidas remediadoras e índices de risco para as contingências. O estudo é ilustrado com vários exemplos de aplicação em sistemas testes, acompanhados de discussões e conclusões.

No Capítulo 5 é abordado o problema da máxima transferência de potência entre blocos de uma rede, que hoje é bastante enfatizado pelo alto grau de interconexão entre os sistemas, com estes cada vez mais malhados. Esta situação traz reflexos à transmissão de energia, resultando no modelo com crescente grau de interligações e crescentes transferências entre os blocos geração-transmissão. Obviamente, não é nem viável e nem econômico construir sistemas de transmissão independentes para cada par geração-carga. Essa realidade do mercado tem como resultado as crescentes transferências de energia entre as empresas. Portanto, o uso compartilhado do sistema de transmissão é uma necessidade e o aumento dos intercâmbios ressalta as limitações práticas das interligações e os problemas associados da máxima CTP. Neste capítulo, a CTP é tratada através de uma avaliação determinística e do algoritmo computacional probabilístico, com incertezas na carga. A única restrição operativa das duas abordagens é o colapso de tensão. A ferramenta probabilística é utilizada para o cálculo dos riscos associados à transferência de potência; para conseguir este objetivo, a máxima CTP é considerada uma variável aleatória e é obtido o gráfico da sua função densidade de probabilidade.

No Capítulo 6, são descritas as Conclusões do trabalho e propostas tarefas para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

COLAPSO DE TENSÃO: AVALIAÇÃO DETERMINÍSTICA

2.1 Introdução

Este capítulo destaca duas metodologias de avaliação do colapso de tensão: o método da continuação pelo vetor tangente e o método do vetor tangente com extração quadrática. Ambos constituem um avanço, principalmente em termos de esforço computacional, em relação às técnicas que até então eram utilizadas nos métodos da continuação e no método do vetor tangente [CZQ94, ZCQ97].

2.2 Método da Continuação

Repetindo o que já foi relatado aqui, o Jacobiano do fluxo de carga torna-se singular no ponto de colapso, isto é, a Matriz Jacobiana não é inversível. Em consequência, esta matriz torna-se mal condicionada à medida que o sistema se aproxima do ponto de sela-nó (a 'ponta do nariz' da curva), e o sistema de equações lineares pode não apresentar solução. Isto significa que o modelo do fluxo de carga convencional não é suficiente para a determinação do ponto de colapso *se for exigido* o contorno da 'ponta do nariz' da curva.

Caso exista esta exigência, o problema pode ser superado pela *parametrização* no método da continuação com o vetor tangente. Entretanto, deve ficar claro que não há necessidade de parametrização para gerar as curvas. Aliás, este é o procedimento adotado neste trabalho para a avaliação do colapso de tensão através do método da continuação pelo vetor tangente.

2.2.1 O algoritmo

Assumindo como modelo do sistema, para a descrição deste método:

$$f(x, \lambda) = 0 \quad (2.1)$$

onde:

x representa as variáveis de estado e λ representa o parâmetro que leva o sistema de um ponto de equilíbrio a outro, atuando na variação da carga.

O objetivo do método é determinar o ponto de colapso e traçar o diagrama de bifurcação, consistindo-se de dois passos:

- a) **Previsor** : Acha uma direção para se mover em $(\Delta x_1, \Delta \lambda_1)$.
- b) **Corretor**: Acha (x_2, λ_2) em $f(x, \lambda) = 0$ (solução do fluxo de carga), usando como estimativa inicial o ponto $(x_1 + \Delta x_1, \lambda_1 + \Delta \lambda_1)$.

O resultado destes passos é um conjunto de pontos (diagrama de bifurcação). Cada passo do processo é explicitado como segue:

- **Previsor pelo vetor tangente**: O passo $(x_1 + \Delta x_1, \lambda_1 + \Delta \lambda_1)$ é obtido pelo vetor tangente, que mostra como as variáveis de estado mudam à medida que o sistema sofre um aumento de carga. Assumindo o Jacobiano do fluxo de carga:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_g \\ \Delta P_l \\ \Delta Q_l \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \theta_g \\ \Delta \theta_l \\ \Delta V_l \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

onde:

g representa os geradores e l representa as barras de carga.

A inversa é dada por:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta_g \\ \Delta \theta_l \\ \Delta V_l \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_g \\ \Delta P_l \\ \Delta Q_l \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

A carga é aumentada da seguinte forma:

$$P_i = P_{i,0} (1 + \Delta \lambda) \quad (2.4)$$

$$Q_i = Q_{i,0} (1 + \Delta \lambda) \quad (2.5)$$

onde:

P_i e Q_i são as cargas ativa e reativa, respectivamente, considerando a variação do parâmetro λ , enquanto que $P_{i,0}$ e $Q_{i,0}$ são as cargas ativa e reativa, respectivamente, inicialmente ligadas à barra i .

Portanto, pode-se obter:

$$\Delta P_i = P_{i,0} \Delta \lambda \quad (2.6)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,0} \Delta \lambda \quad (2.7)$$

O vetor tangente $\Delta V_l / \Delta \lambda$ é, então, calculado. Nota-se que o vetor tangente é diretamente obtido pelo produto da inversa da matriz Jacobiana do fluxo de carga pelo vetor de carga inicial de cada barra de carga: substituindo (2.6) e (2.7) em (2.3), tem-se (2.8) que representa o vetor tangente:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta_g \\ \Delta \theta_l \\ \Delta V_l \end{bmatrix} \frac{1}{\Delta \lambda} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} P_{go} \\ P_{lo} \\ Q_{lo} \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Chamando:

$$\frac{\Delta x_1}{\Delta \lambda_1} = t_1 \quad (2.9)$$

pode-se regular o tamanho do passo através de:

$$\Delta \lambda_1 = \frac{k}{\|t_1\|} \quad (2.10)$$

onde:

k é uma constante e $\|t_1\|$ é a norma de t_1 .

Desta forma, o tamanho do passo é dado por:

$$\Delta x_1 = k \frac{t_1}{\|t_1\|} \quad (2.11)$$

Pode-se deduzir que quanto mais inclinada for a curva, menor o tamanho do passo. A velocidade do processo depende de k na seguinte forma:

$$k \begin{cases} = 1 \rightarrow \textit{normal} \\ > 1 \rightarrow \textit{acelerado} \\ < 1 \rightarrow \textit{lento} \end{cases}$$

À medida que o sistema se aproxima do ponto de colapso, o Jacobiano torna-se mal condicionado, e o sistema de equações pode não convergir (o fluxo de carga convencional diverge). A solução para este problema é obtida através da parametrização, que consiste na substituição da variável associada ao maior componente em t_1 por λ , obtendo-se:

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ \lambda \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ x_n \end{bmatrix} \quad p = \lambda = x_1 \quad (2.12)$$

Tal parametrização só funciona para remover a singularidade em bifurcações do tipo sela-nó, uma vez que ela não retira a singularidade em bifurcações dos tipos trans-crítica e de forquilha. Ela é necessária unicamente para os pontos que fazem o contorno da extremidade direita da curva. Mas para o método da continuação pelo vetor tangente, essa parametrização é dispensável, porque sua não utilização não impede que a curva seja traçada e o ponto do colapso de tensão calculado, conforme já foi mencionado no capítulo anterior.

- **Corretor:** Encontra a solução (x_2, λ_2) a partir de $(x_1 + \Delta x_1, \lambda_1 + \Delta \lambda_1)$. A solução é obtida resolvendo:

$$f(x, \lambda) = 0 \quad (2.13)$$

$$\rho(x, \lambda) = 0 \quad (2.14)$$

Alternativas:

- 1) A primeira alternativa é utilizar o passo previsor como estimativa inicial para, a partir da solução do fluxo de carga (equação 2.13), chegar à solução para (x_2, λ_2) . Esta solução é empregada neste trabalho.
- 2) A equação (2.14) é uma equação extra e pode ser obtida através da interseção perpendicular entre os vetores Previsor e Corretor:

$$\rho(x, \lambda) = \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta \lambda_1 \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} x - x_1 - \Delta x_1 \\ \lambda - \lambda_1 - \Delta \lambda_1 \end{bmatrix} = 0 \quad (2.15)$$

$$\rho(x, \lambda) = \Delta x_1(x - x_1 - \Delta x_1) + \Delta \lambda_1(\lambda - \Delta \lambda_1 - \lambda_1) = 0 \quad (2.16)$$

Iniciando o processo em $(x_1 + \Delta x_1, \lambda_1 + \Delta \lambda_1)$, esta solução converge para (x_2, λ_2) .

2.3 Método do Vetor Tangente

O modelo de fluxo de carga empregado nesta seção é representado por um conjunto de equações algébricas de forma idêntica à equação (2.1) — mesma equação e variáveis com os mesmos significados.

O vetor tangente mostra como as variáveis de estado mudam em função do carre-

gamento do sistema, e pode ser obtido a partir do Jacobiano do fluxo de carga. Assumindo que um ponto de operação seja conhecido, o desenvolvimento das equações do método do vetor tangente é idêntico ao do passo predictor pelo vetor tangente (equações 2.2 a 2.8), no método da continuação descrito na seção anterior, o que é lógico.

No final, obtém-se a equação do vetor tangente:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta_g \\ \Delta \theta_l \\ \Delta V_l \end{bmatrix} \frac{1}{\Delta \lambda} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} P_{g0} \\ P_{l0} \\ Q_{l0} \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

A equação (2.17) é equivalente à equação (2.8).

O vetor tangente converge para o autovetor à direita associado ao autovalor nulo, no ponto de bifurcação sela-nó. O vetor tangente apresenta as variáveis de estado em função da variação do parâmetro λ . O comportamento deste vetor em função do aumento de carga é o ponto de interesse em [ZCQ96, ZCQ97], onde, nesta última referência, é efetuada uma comparação entre este vetor e o autovetor à direita na identificação da barra crítica. Discussões em [BGP95] mostram que quando o autovetor à direita é utilizado, a identificação da barra crítica pode não ser garantida para um ponto de operação genérico. É mostrado que o autovetor à direita sofre mudanças abruptas no ponto de bifurcação, no qual um programa convencional de fluxo de carga não converge.

Já o vetor tangente identifica a barra crítica para pontos de operação diferentes do ponto de bifurcação. Entretanto, como o vetor tangente pode passar por algumas discontinuidades durante o processo de colapso de tensão, ele não se habilita para estimar o ponto de bifurcação. Este obstáculo é superado nas referências [Z96,

ZCQ97], onde é proposto um algoritmo para calcular o ponto de colapso de tensão com um pequeno tempo computacional (**a extrapolação quadrática**). É importante enfatizar que os resultados obtidos através da técnica do vetor tangente, são aqueles mesmos obtidos com o uso dos métodos da continuação. Portanto, a técnica do vetor tangente cuida corretamente dos problemas de descontinuidade provocados pelos limites de potência reativa gerada, uma vez que os limites são considerados durante a obtenção de todos os pontos do diagrama de bifurcação.

A referência [Z98b] propõe um outro uso do vetor tangente: efetuar uma análise da sensibilidade das perdas. Enquanto que [Z98a] desenvolve a aplicação do vetor tangente como ferramenta para análise de contingências, considerando a *norma euclidiana* do vetor tangente como um índice de segurança de tensão, já que esta norma tende, teoricamente, para o infinito no ponto de bifurcação.

2.3.1 Extrapolação quadrática

A técnica do vetor tangente com extrapolação quadrática consiste de uma metodologia de avaliação do ponto de colapso de tensão, assumindo que o maior componente do vetor tangente em função do parâmetro λ , possua uma variação quadrática. Esta suposição consegue fazer com que o método do vetor tangente supere o obstáculo de, a partir de um ponto de operação conhecido, estimar o ponto de colapso, apesar das descontinuidades observadas no comportamento do vetor tangente em função do carregamento. Obviamente, esta técnica não exclui as descontinuidades e nem seu significado físico. O que ela consegue é, através de uma suposição, acelerar o método do vetor tangente, não requerendo nenhum esforço computacional extra proibitivo. O método está descrito nos parágrafos seguintes.

Supondo que um ponto de operação inicial (λ_0) e seu vetor tangente sejam conhecidos, a barra crítica inicial (caso-base) é também conhecida; isto é, aquela associada ao maior componente do vetor tangente. Se o sistema for levemente carregado, um novo ponto de operação (associado a λ_1) e seu vetor tangente podem ser calculados. O maior componente deste vetor é o de interesse. Assumindo que ele te-

nha um comportamento quadrático em função de λ , pode-se propor a seguinte metodologia:

1. Para um ponto de operação inicial, aumente a carga para obter um novo ponto de operação. Determine o vetor tangente deste ponto e a maior entrada de cada um dos vetores (associados a λ_0 e λ_1).
2. A partir dos dois pontos de operação conhecidos, calcule os termos a e c da função quadrática:

$$tg(\lambda) = a\lambda^2 + c \quad (2.18)$$

onde:

$tg(\lambda)$ é a inversa da maior entrada no vetor tangente do Jacobiano do fluxo de carga.

3. Extrapole a função e ache o ponto onde ela cruza o eixo de λ ; este ponto é denominado λ^* . Esta é a estimativa inicial para o ponto de bifurcação. Aplique o valor λ^* para carga e geração.
4. Se o sistema de equações convergir para uma solução, retorne ao passo 1. Se não, calcule um novo λ pela expressão:

$$\lambda_{novo}^* = (\lambda^* - \lambda_1)/2 + \lambda_1 \quad (2.19)$$

2.4.1 Aplicação das metodologias

Se o sistema de equações convergir para uma solução quando λ_{novo}^* é aplicado, retorne ao passo 1, onde λ_{novo}^* torna-se λ_0 . Senão, λ_{novo}^* substitui λ^* na equa-

ção (2.19), e um outro λ_{novo}^* é calculado. Este processo converge para $\lambda_{colapso}$, que é o ponto de colapso ou bifurcação.

2.4 Resultados dos Testes

Para os propósitos deste trabalho, foram desenvolvidos e implementados programas computacionais em linguagem FORTRAN, cada um deles capaz de executar o método da continuação pelo vetor tangente e o método do vetor tangente com extração quadrática, segundo a opção do usuário e o critério da política de despacho adotado.

Os algoritmos de implementação do colapso de tensão levam em consideração três políticas de despacho:

- **despacho pela barra *swing***: a barra *swing* do sistema determina o despacho, e ela se encarrega de fechar o balanço de potências durante o processo de aumento do carregamento do sistema até o ponto de colapso;
- **despacho proporcional ao caso-base**: as barras que, com uma certa proporção, contribuem para a geração total do sistema no caso-base, continuam contribuindo proporcionalmente, até que o sistema atinja o colapso de tensão;
- **despacho por ordem de mérito**: a *prioridade* de despachar é ditada pelo custo mais baixo da energia fornecida — quem determina a ordem de despacho é o custo em ordem crescente: o mais barato é o primeiro, o mais caro é o último.

2.4.1 Aplicação das metodologias

Esses programas computacionais foram aplicados em dois sistemas testes.

- **Sistema IEEE-RTS** (em sua configuração original) [APM79]: o sistema (figura 2.1) possui 24 barras, 32 unidades de geração (14 usinas), 38 circuitos (33 linhas

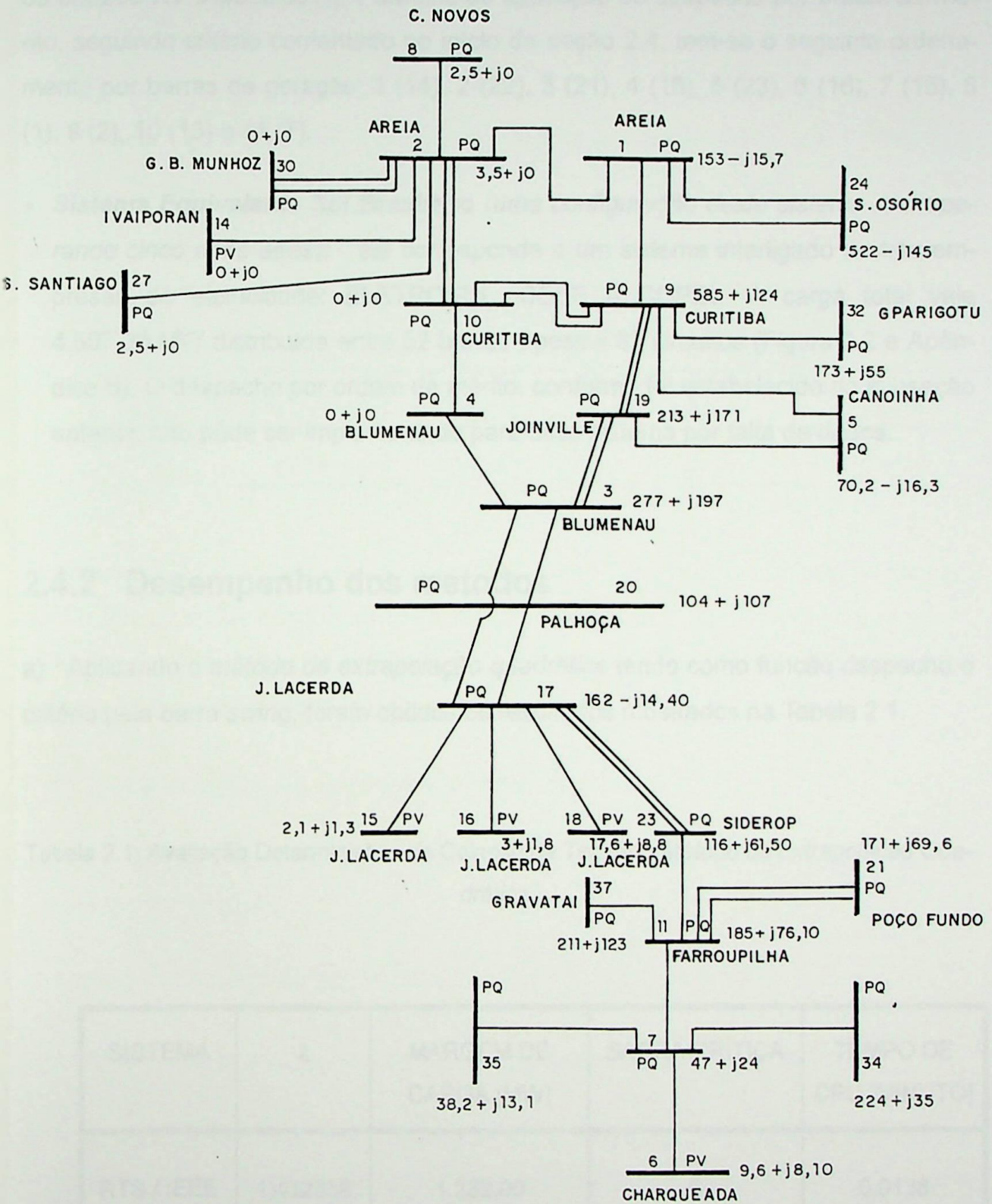


Figura 2.2: Configuração da Área Vizinha à Barra 20 (Barra Mais Crítica) no Sistema Equivalente do Sul Brasileiro.

A carga máxima do sistema é de 2.850 MW, da qual aproximadamente 53% é suprida em 230 KV (Apêndice A). Para fins de aplicação do despacho por ordem de mérito, seguindo critério comentado no início da seção 2.4, tem-se o seguinte ordenamento por barras de geração: 1 (14), 2 (22), 3 (21), 4 (18), 5 (23), 6 (16), 7 (15), 8 (1), 9 (2), 10 (13) e 11 (7).

- **Sistema Equivalente Sul Brasileiro** (uma configuração deste sistema real operando cinco anos atrás): ele corresponde a um sistema interligado de três empresas de eletricidade: ELETROSUL, CEEE e COPEL. A carga total vale 4.507,30 MW distribuída entre 52 barras ; possui 82 circuitos (Figura 2.2 e Apêndice B). O despacho por ordem de mérito, conforme foi estabelecido na subseção anterior, não pôde ser implementado para esse sistema por falta de dados.

2.4.2 Desempenho dos métodos

a) Aplicando o método da extrapolação quadrática tendo como função despacho o critério pela barra swing, foram obtidos os resultados mostrados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Avaliação Determinística do Colapso de Tensão - Método da Extrapolação Quadrática.

SISTEMA	λ	MARGEM DE CARGA [MW]	BARRA CRÍTICA	TEMPO DE CPU [MINUTO]
RTS / IEEE	1,432338	1.232,00	6	0,0138
SUL	1,174978	788,68	20	0,0230

b) Aplicando o *método da continuação* pelo vetor tangente, com a função despacho definida pela barra *swing*, obtém-se:

Tabela 2.2: Avaliação Determinística do Colapso de Tensão - *Método da Continuação*.

SISTEMA	λ	MARGEM DE CARGA [MW]	BARRA CRÍTICA.	TEMPO DE CPU [MINUTO]
RTS / IEEE	1,431708	1.230,00	6	0,0127
SUL	1,174554	786,77	20	0,0365

As tabelas 2.1 e 2.2 apresentam a avaliação determinística do colapso de tensão, com a aplicação do método da extrapolação quadrática e da continuação, respectivamente, para os sistemas IEEE-RTS (24 barras), e Equivalente Sul Brasileiro (52 barras). Nessas duas avaliações:

- a política de despacho é determinada pela barra *swing*;
- λ é o carregamento (estressamento) máximo que o sistema suporta sem cair em colapso de tensão;
- A margem de carga corresponde a $\Delta\lambda$ ($\Delta\lambda = \lambda - 1$);
- A barra crítica apontada na tabela é a barra mais crítica do sistema;
- Tempo de CPU (*Central Processing Unit*) corresponde ao tempo computacional gasto na execução de cada método, para aquele sistema específico.

Nessas duas tabelas, a precisão (tolerância) requerida para o fluxo de carga é igual a 0,001, enquanto que o número máximo de iterações admitido para o mesmo é 20 iterações. O tempo de CPU gasto foi ligeiramente favorável ao método da continuação no caso do sistema RTS. Mesmo assim, aquela diferença é desprezível. Para

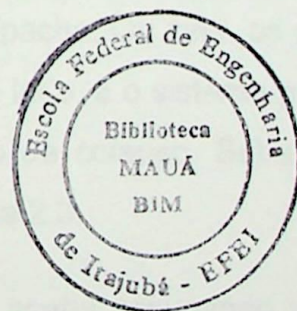
ambos os métodos, o tempo computacional é tão pequeno que não chega a ser comprometido pela precisão (tolerância) do fluxo de carga. Há outras tolerâncias envolvidas, mas a do *load flow*, é a única comum ao método da extrapolação e da continuação. Já no sistema sul (um sistema maior do que o RTS), o método do vetor tangente com extrapolação quadrática foi mais rápido do que o método da continuação. Daí pode-se inferir que para sistemas de potência de tamanhos médio e grande, o método da continuação seja computacionalmente mais custoso.

Entretanto, o método da continuação pelo vetor tangente é mais *robusto* que o método do vetor tangente com extrapolação quadrática. Ele sempre fornece uma resposta. Justifica-se tal conclusão pelo fato de que (*para os algoritmos computacionais implementados neste trabalho*):

- O método da continuação requer na entrada de dados o valor de apenas 1 parâmetro, para *regular* o tamanho do passo. Empiricamente comprovado, este parâmetro pode assumir valores próximos de 0,84 ou de 0,88, para mais ou para menos, nos casos de despacho pela *swing* e despacho proporcional. Para o despacho por ordem de mérito, o parâmetro assume valores em torno de 0,95; valores mais elevados porque a norma euclideana do primeiro vetor tangente é maior do que nos outros despachos, ocasionando um passo muito pequeno, e isto provoca a exigência de haver um parâmetro de regulação do passo de valor maior. Quem confirma que o valor do parâmetro está satisfatório é o valor da norma euclideana do vetor tangente no ponto de colapso (ela deve valer o máximo possível). Isso significa que o método possibilita um *refinamento final* no valor adotado para o parâmetro, tão rigoroso quanto se queira para o valor do λ procurado.
- A especificação deste parâmetro para o método da continuação pelo vetor tangente, não é necessário. No algoritmo desenvolvido neste trabalho, somente é necessário com a finalidade única de possibilitar ao usuário *controlar* o tamanho do passo do método e poder atuar sobre a resposta do carregamento do sistema correspondente ao colapso. Mas ele é dispensável quando se deseja o método direcionado pelo próprio tamanho do passo, que já vem agregado ao algoritmo do método da continuação, sem qualquer tipo de controle sobre o tamanho do

passo. Essa situação equivaleria a especificar o parâmetro de controle como sendo igual a 1.

- O método do vetor tangente ao definir uma função quadrática para traduzir a variação do maior componente do vetor tangente, em módulo, em função de λ , assume o compromisso de especificar obrigatoriamente, no algoritmo implementado neste trabalho, no mínimo 3 parâmetros de entrada, sem falar das várias heurísticas já embutidas na implementação do algoritmo, feitas com muito rigor e precisão, senão o método não funciona mesmo. Estas heurísticas prevêm — e anulam sua influência sobre o algoritmo computacional desenvolvido — a ocorrência de casos realísticos passíveis de serem captados pelo método do vetor tangente com extrapolação quadrática, os quais iriam corromper totalmente a resposta final.
- Alguns exemplos desses casos: λ (carregamento) negativo; λ seguinte menor do que o λ anterior; λ seguinte igual ao λ anterior; número máximo de iterações do fluxo de carga afetando a convergência do algoritmo computacional, matriz Jacobiana má condicionada. A ocorrência desses casos traduz a atividade de vários problemas, entre eles a *instabilidade súbita*, que acontece quando a curva P-V atual se encontra com a parte inferior de uma outra curva P-V e aí permanece, provocando o sistema a cair subitamente em colapso.



2.4.3 Influências da função despacho

Foram analisadas as possíveis influências do despacho sobre o colapso de tensão. No sistema equivalente sul, não foi executado o despacho por ordem de mérito porque não se dispõe dos dados necessários para um ordenamento em termos de custo (\$).

Tabela 2.3: Influências do Despacho sobre a Avaliação do Colapso de Tensão com o Método da Extrapolação Quadrática.

Sistema	Função Despacho	λ	Margem de Carga [MW]	Barra Crítica
R. T. S.	Pela <i>Swing</i>	1,432338	1.232,00	6
	Proporcional	1,432457	1.233,00	6
	Ordem de Mérito	1,432457	1.233,00	6
SUL	Pela <i>Swing</i>	1,174978	788,68	20
	Proporcional	1,171049	771,00	20

Na mesma tabela não se nota influência significativa do tipo de despacho sobre o carregamento λ . Há até o caso curioso de haver coincidência de valores de λ para o despacho proporcional e para o despacho por ordem de mérito ($\lambda = 1,432457$) no sistema RTS/IEEE.

A explicação para este fato é encontrada nos resultados dos fluxos de carga executados: enquanto *cada um de todos* os valores máximos das potências ativas geradas (PGMAX) não são alcançados pela variação de λ , o critério de despacho adotado é respeitado. A partir do ponto em que esses limites são atingidos por alguma/algumas das barras, a barra *swing* determina o despacho. Ou seja, os despachos proporcional e por ordem de mérito são deixados de lado, e o sistema passa a obedecer a um despacho pela barra *swing* até o ponto de colapso. Sabendo-se disto, não são de surpreender aqueles resultados na tabela 2.3.

O perigo desse tipo de ocorrência é que a barra *swing* acaba assumindo valores muito elevados de potência ativa gerada (por exemplo, três vezes mais que sua PGMAX instalada), quando executa sua função de fechar o balanço de potências. E pode acontecer da barra *swing* não dispor de tal reserva de potência na sua geração.

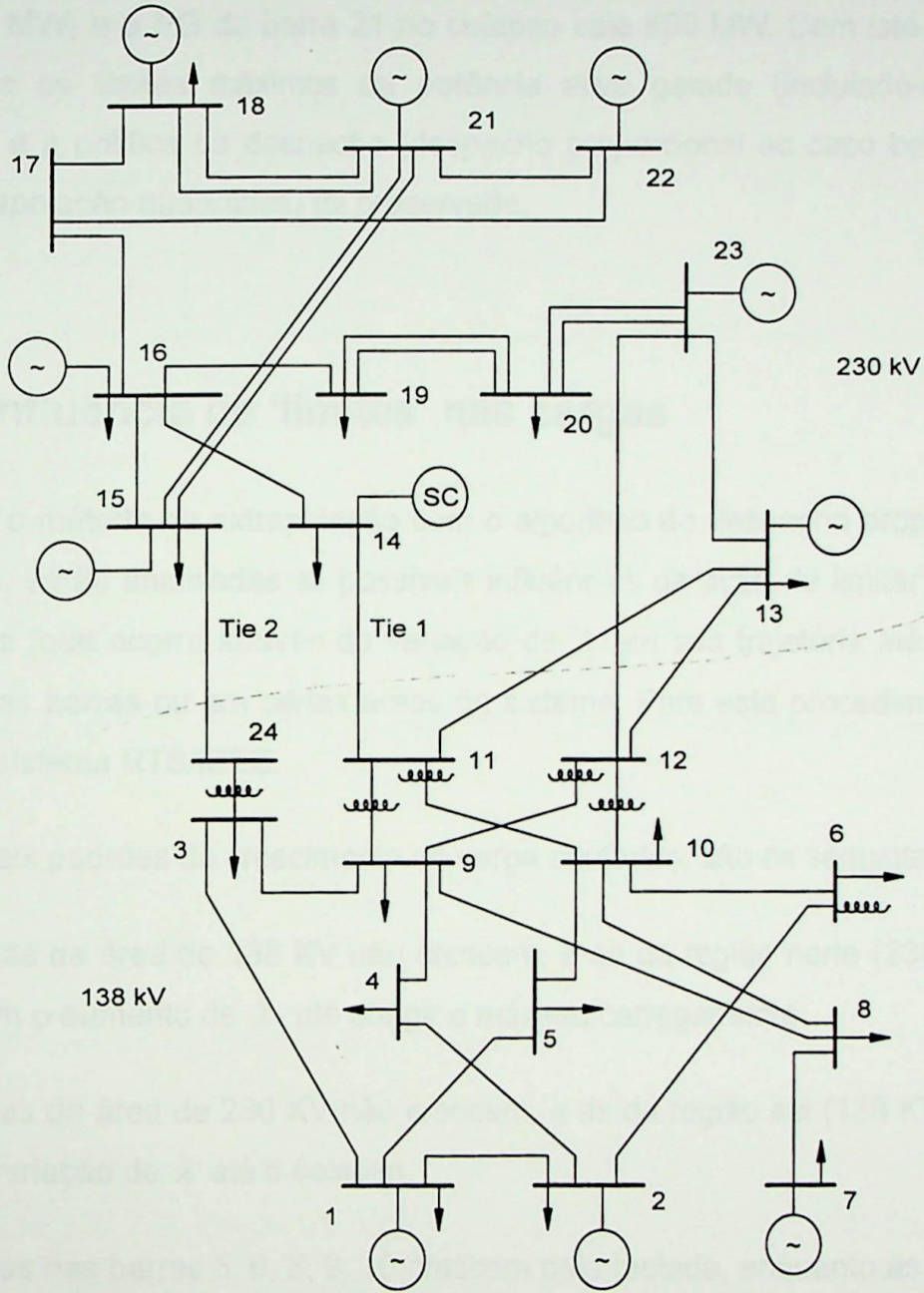
Tentou-se contornar esse problema através do aumento das PGMAX de cada barra PV (em 10%, 20%, 30%, 40% e 50%) mas essa medida mostrou-se insuficiente. Explica-se isso pelos limites de transmissão de potência das linhas, impostos pelos

seus parâmetros característicos (resistência, reatância, susceptância). Essa limitação na transmissão de potência, torna sem efeito a intenção de 'obrigar' a barra *swing* a não ultrapassar sua PGMAX. O melhor que se consegue é fazer com que a potência gerada (instalada) PG na barra *swing* caia para um patamar mais baixo (e mais próximo de sua PGMAX especificada nos dados de entrada).

As possíveis soluções para esta deficiência representada pela incapacidade de se obedecer à política de despacho adotada durante o processo de evoluir para o colapso de tensão, passam pela medida (radical) de mudança da barra *swing* para uma outra barra PV próxima da barra mais crítica. A seguir serão descritos dois exemplos significativos, a partir da utilização do sistema RTS/IEEE em sua configuração e dados originais, para ilustrar como essa mudança de barra *swing* afeta os resultados:

- 1) Se pretende-se crescer 40% em um certo horizonte de tempo, então deve-se contar com a capacidade de ter disponível na barra (*swing*) 21 uma potência gerada (instalada) de 1.245,77 MW naquele instante de tempo, o que equivale a uma margem de geração igual a $\Delta PG = 845,77$ MW sobre a potência máxima instalada da barra *swing*, hoje.
- 2) Se pretende-se crescer 40% em um certo horizonte de tempo, e já se sabe previamente que não haverá disponível na barra 21 uma potência máxima instalada de 1.245,77 MW, pode-se buscar essa diferença $\Delta PG = 845,77$ MW em uma das duas seguintes alternativas:
 - Mantendo a PGMAX da barra 21 em 400 MW, mas aumentando a PGMAX da barra 2 e da barra 7 (próximas à barra crítica 6) para, respectivamente, 500 e 900 MW: diferença = $\Delta PG = 308 + 600 = 908$ MW. Neste caso, considera-se como barra *swing* a barra 7. Executando o método da extrapolação quadrática com despacho proporcional, obtém-se $\lambda_{col} = 1,318753$, a barra mais crítica é a 6, PG da *swing* no colapso igual a 684,50 MW (< 900 MW), PG da barra 21 no colapso = 400 MW, PG da barra 2 no colapso = 268,58 [MW] (< 500 MW). Conclui-se que durante o processo de caminhar para o colapso, foi respeitada a política

de despacho adotada, sendo considerados os limites de PGMAX dados como parâmetros de entrada.



Reprodução da figura 2.1: Configuração da Rede IEEE-RTS.

- Assumindo como *swing* a barra 7 com uma PGMAX instalada igual a 1000 MW, e arbitrando para a barra 21 uma PGMAX = 600 MW, consegue-se obter $\lambda_{col} = 1,393764$ com barra crítica = 6. A PG da *swing* no colapso é igual a 883,14 MW (<1000 MW) e a PG da barra 21 no colapso vale 600 MW. Com isto, foram respeitados os limites máximos da potência ativa gerada (incluindo-se a barra *swing*), e a política de despacho (despacho proporcional ao caso base; método da extrapolação quadrática) foi preservada.

2.4.4 Influência de 'limites' nas cargas

Utilizando o método da extrapolação com o algoritmo do despacho proporcional ao caso base, serão analisadas as possíveis influências da ação de limitar o aumento das cargas (que ocorre através da variação de λ em sua trajetória até o colapso) em algumas barras ou em certas áreas do sistema. Para este procedimento, escolheu-se o sistema RTS/IEEE.

Os possíveis padrões de crescimento de carga adotados, são os seguintes:

1. As cargas da área de 138 KV não crescem, e as da região norte (230 KV) crescem com o aumento de λ , até atingir o máximo carregamento.
2. As cargas da área de 230 KV não crescem, e as da região sul (138 KV) crescem com a variação de λ até o colapso.
3. As cargas das barras 5, 6, 8, 9, 10 crescem pela metade, enquanto as outras cargas crescem totalmente acompanhando o aumento de λ até o ponto de colapso.
4. Não há restrição sobre as cargas: todas elas crescem acompanhando o acréscimo do carregamento λ .

A tabela 2.4 mostra os resultados das aplicações desses possíveis padrões de carga:

Tabela 2.4: Influências da ação de limitar o aumento das cargas, utilizando o método da extrapolação com despacho proporcional.

PADRÃO DE CARGA	λ	MARGEM DE CARGA [MW]	BARRA CRÍTICA
1	2,838460	5.240	5
2	1,456020	1.300	6 e 8
3	1,928170	2.645	4
4	1,432457	1.233	6

Sabendo-se que:

- aproximadamente 53% da carga total do sistema (2.850 MW) é fornecida no nível de 230 KV, e a carga restante (47%) no nível de 138 KV;
- somente 20% da capacidade de geração total instalada é fornecida no nível de 138 KV;
- as barras mais críticas do sistema são as barras PQ 6 e 8 (nesta ordem), as quais estão situadas na área de 138 KV (região sul);

pode-se entender os resultados das alternativas 1 e 2. Quanto ao padrão 3, considerando que as barras mais críticas são a 6 (em primeiro lugar) e a 8, e que as barras 5, 9 e 10 estão localizadas na zona de influência de 6 e 8, justifica-se o seu resultado na tabela 2.4, já que as cargas dessas barras mencionadas crescem pela metade do carregamento, enquanto que para as outras barras o carregamento é integral. O padrão 4, na realidade trata-se do caso do crescimento normal de λ com o sistema original íntegro, e já foi tratado na subseção 2.8.2, letra a).

2.5 Conclusões

Os resultados numéricos obtidos no estudo do desempenho de cada método quanto à precisão *versus* tempo computacional gasto, demonstraram que este confronto foi ligeiramente favorável para o método da continuação. Mas concluiu-se que, como o tempo computacional era muitíssimo pequeno, dificilmente ele seria comprometido pela precisão usualmente designada naqueles métodos.

Quanto à robustez, o método da continuação é mais favorecido do que o da extrapolação. O que mais pesa para esta conclusão é que no primeiro não há necessidade de especificar qualquer parâmetro. O tamanho do passo já está embutido no próprio algoritmo do método e 'caminha-se sobre a curva em função do carregamento'. O método da continuação *sempre funciona*.

Embora possa parecer contraditório face ao que foi afirmado nos parágrafos anteriores, neste trabalho será utilizado o método do vetor tangente com extrapolação quadrática. A justificativa para tal escolha está no fato de que conseguiu-se ganhar uma experiência e um *feeling* suficientes para construir as heurísticas embutidas no algoritmo, prevendo a ocorrência de casos realísticos que inviabilizariam o algoritmo; e para adotar valores adequados para todos os dados de entrada (parâmetros). O que permite analisar até a qualidade dos resultados, colocando os dois métodos em pé de igualdade em termos de eficiência, mas sem conseguir superar a robustez inerente ao método da continuação. Sem citar que o método da extrapolação exige menor esforço computacional na análise de sistemas de potência de grande porte. Fato este consagrado na literatura mas não observado nos resultados dos casos testados neste trabalho.

A primeira técnica proposta para avaliar a influência do despacho se mostrou inócua, porque em todos os casos testados a política de despacho adotada é substituída pela função despacho definida pela barra *swing* do sistema, em um certo valor do carregamento próximo do ponto de colapso. Foi também proposta uma possível solução (radical) através da alteração da barra *swing* para uma outra barra PV próxima à barra mais crítica, no planejamento para um certo horizonte de tempo. Esta

solução funcionou, mas fica em aberto a maneira de como alocar mais MW naquelas barras onde sua PGMAX foi aumentada.

A influência de impor limites ao carregamento de um grupo de barras ou de uma área do sistema foi verificada com sucesso em todos os casos testados, e serviu para validar e consolidar o método do vetor tangente com extrapolação quadrática como uma ferramenta capaz de avaliar deterministicamente o colapso de tensão.

Entretanto, o método na forma em que está não consegue captar as aleatoriedades inerentes aos sistemas elétricos de potência, como por exemplo, as incertezas nas cargas. O capítulo seguinte propõe-se a desenvolver o algoritmo até então existente, de maneira que se consiga abranger uma abordagem *probabilística* do colapso de tensão.

CAPÍTULO 3

COLAPSO DE TENSÃO: AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA

3.1 Introdução

Neste trabalho, o estudo da estabilidade de tensão tem sido abordado, até então, utilizando-se de ferramentas convencionais e determinísticas. Na literatura, o assunto também é tratado com as técnicas consideradas *não-convencionais*. Principalmente quando o objetivo é uma análise *on line*, em tempo real, da estabilidade de tensão. Neste caso, redes neurais artificiais, inteligência artificial, sistemas especialistas, simulações, programas computacionais dedicados são utilizados. Isto pode ser verificado em várias referências bibliográficas, entre elas: [AA76, AGNS76, A90, BA99, CTF93, CWG92, FDKM96, FDZ94, HS91, JSAZFBT98, KG86, K98, LAB87a, LAB87b, LD92, LCZPR99, MGK93, MV83, NGPSL93, PH94, PMOP92, PA93, SP88, TL91, ZHM89, ZSL99].

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia probabilística baseada no *fluxo de potência probabilístico (FPP)*, para aplicação no planejamento da operação e no planejamento da expansão do sistema elétrico, e que se adapte para avaliar índices de risco de instabilidade de tensão, índices de criticidade de contingências, medidas remediadoras para as contingências críticas, etc.

No processo de planejamento de um sistema, seja ele de qualquer natureza, geralmente as decisões a serem tomadas envolvem uma alocação elevada de recursos e exigem um grande esforço na análise dos fatores, internos e externos, que as influenciam. Estes fatores são bastante complexos em sua natureza e possuem uma di-

nâmica própria de comportamento que envolve incertezas ao sistema em análise [R90].

A evidência da presença de incertezas no processo de planejamento exige que as mesmas sejam tratadas adequadamente, principalmente quando as decisões estão voltadas para um horizonte de longo prazo, onde o nível de incerteza é, em geral, mais elevado.

No caso particular de sistemas de potência, as incertezas estão relacionadas à disponibilidade da energia primária (hidrologia, no caso das hidrelétricas), às disponibilidades dos equipamentos de geração e transmissão (sistema composto ou *bulk system*), às tendências do mercado consumidor e aos recursos financeiros. A qualidade da decisão estará sempre intimamente ligada à correta representação destas incertezas. A atividade de planejamento dos sistemas de potência consiste em propor a política mais adequada para a expansão dos sistemas de geração e transmissão, visando o atendimento aos requisitos do mercado.

No caso específico do planejamento da transmissão, o algoritmo do fluxo de potência AC é a ferramenta mais utilizada. Na análise determinística convencional, as alternativas da transmissão são definidas através de simulações do fluxo de potência, para as contingências de primeira ordem mais relevantes. Os impactos destas contingências são avaliados e desde que os critérios de planejamento sejam violados, novos reforços são implementados.

Os reforços podem ser novas linhas de transmissão, aumento da compensação de potência reativa, etc. Realiza-se, então, uma análise econômica comparativa e a decisão sobre qual é a melhor alternativa de expansão é baseada no compromisso entre fatores técnicos e econômicos.

Toda esta análise considera um conjunto de parâmetros determinísticos que, pela sua natureza, são incapazes de representar a experiência passada e prever o desempenho futuro do sistema. A adoção de procedimentos convencionais de planejamento pode levar a certas situações indesejáveis, inerentes a um sistema concebido sem levar em conta as incertezas associadas ao processo.

Há alguns anos vem se desenvolvendo uma forte e irreversível tendência de incorporar a natureza estocástica dos dados aos modelos de representação destes sistemas, movida dentre outras coisas pela escassez de recursos imposta ao setor elétrico. Esta tendência fez com que o problema do fluxo de potência passasse a receber um tratamento probabilístico.

O algoritmo do fluxo de potência probabilístico considera a natureza estatística dos parâmetros de entrada (injeções nodais) e avalia o efeito das incertezas envolvidas no comportamento do regime estacionário dos sistemas de potência. O algoritmo utilizado modela as incertezas na carga e as indisponibilidades de geração, expressas em termos de funções densidade de probabilidade.

A análise probabilística permite agilizar o processo de planejamento no que diz respeito às atividades que envolvem o fluxo de potência, uma vez que o algoritmo de FPP simula todas as injeções possíveis de carga (para uma determinada condição de carga pesada ou leve, por exemplo) e geração, e sintetiza os resultados em uma única solução, que possui muito mais informações sobre o desempenho do sistema.

Este procedimento incorpora novas bases ao processo de planejamento, permitindo que as soluções propostas apresentem um certo grau de segurança, podendo, inclusive, ser mais econômicas.

O principal desafio para implementação da abordagem probabilística é a mudança que a análise de modelos com incertezas requer na rotina estabelecida nos estudos e critérios de planejamento. Tal fato implicará em adaptações estruturais que serão a base de uma nova cultura, que vem se estabelecendo no ambiente da análise de sistemas de potência.

O problema básico tratado em um FPP está relacionado com o fato de que um fluxo de potência convencional determinístico de um sistema elétrico (seja ele para fins de planejamento ou de operação), assume que um conjunto de cargas seja especificado como dados de entrada.

Entretanto, as cargas exatas são desconhecidas. Para qual extensão as cargas são desconhecidas, obviamente depende do horizonte de tempo em um ambiente de

planejamento, e da telemetria disponível em um ambiente de operação. O resultado é uma incerteza em cada componente dos dados, os quais são envolvidos em cálculos e vão fornecer a saída do fluxo de potência.

Os algoritmos estocásticos do fluxo de potência, por sua vez, tomam um conjunto normal dos dados do fluxo de potência e o combinam com uma descrição da incerteza nas cargas. Esta descrição pode estar na forma de uma média (valor esperado) e um desvio padrão (uma variância), ou, então, uma função densidade de probabilidade para cada carga. A saída dos cálculos consiste de médias e desvios padrões ou funções densidade de probabilidade para cada fluxo de linha, tensão na barra, etc. Estas, então, podem ser usadas em vários cálculos de probabilidade em relação ao sistema, tais como a probabilidade de ocorrer uma sobrecarga em estado permanente, probabilidade da barra tornar-se crítica para um certo nível de carregamento do sistema, etc.

3.2 Fluxo de Potência Probabilístico

3.2.1 Tópicos importantes no FPP

No cálculo do fluxo de potência convencional as gerações e cargas ativas e reativas conectadas aos barramentos da rede são consideradas quantidades determinísticas, isto é, descritas por um único valor. A partir desses valores, são determinadas as tensões nos barramentos e as demais grandezas de interesse, tais como fluxos de potência nos ramos, perdas, etc., todas consideradas também como determinísticas. Por essa razão, o fluxo de potência convencional é também chamado de *fluxo determinístico*.

Na realidade, porém, as gerações e cargas são grandezas que podem sofrer variações aleatórias em seus valores. Do lado da geração, essas variações decorrem principalmente de incertezas associadas à disponibilidade da energia primária e da ocorrência casual de falhas nos grupos geradores. Do lado da carga, as variações

são provenientes das incertezas associadas à sua previsão, que são, em geral, tanto maiores quanto mais longínquo for o horizonte de tempo envolvido.

O modelo determinístico do fluxo de potência só conseguiria analisar a influência de tais variações nas tensões e demais grandezas de interesse do sistema através da realização de um conjunto exaustivo de estudos que pudessem simular todas as combinações possíveis das variações envolvidas, o que, além de exigir um tempo computacional proibitivo, iria produzir um amontoado enorme de resultados que, por não fornecerem ao analista uma informação quantitativa das possibilidades de ocorrência das configurações simuladas, dificultariam sobremaneira a elaboração de conclusões definitivas.

Mais eficiente, então, seria considerar as gerações e as cargas como *variáveis aleatórias*, isto é, relacionadas a uma certa distribuição (discreta e contínua, respectivamente) de probabilidades. Como conseqüência, as demais variáveis de interesse no fluxo de potência também passariam a ser encaradas como variáveis aleatórias, discretas ou contínuas, obedecendo a uma distribuição de probabilidade.

Este tipo de abordagem do problema leva ao chamado *fluxo de potência probabilístico (FPP)* em que, a partir do conhecimento das funções densidade de probabilidade das gerações e cargas, determina-se as funções densidade de probabilidade das demais grandezas de interesse.

É fora de dúvida que o FPP constitui-se uma ferramenta de grande utilidade na análise de sistemas de potência, pois permite uma avaliação muito mais realista dos níveis de segurança (ou, de insegurança) associados a uma determinada situação de operação [TN88].

Os algoritmos do FPP estão em desenvolvimento na tecnologia de análise dos sistemas de potência. Obviamente, reconhece-se que o pessoal do planejamento e da operação estavam e estão conscientes da incerteza nos dados usados em seus cálculos. Aliás, é muito provável que algumas formas de análise do tipo 'ocorrência do pior caso' tenham sido executadas antes do desenvolvimento dos algoritmos não-convencionais, simplesmente tentando ajustar os dados de entrada para refletir o

que os analistas supunham ser as condições de pior caso de carregamento. Tal análise não capta todas as condições de carregamento do sistema que podem causar problemas, nem fornece o 'peso' adequado para tais condições.

O primeiro algoritmo de fluxo de potência probabilístico foi publicado por Barbara Borkowska, em 1973 [B74]. Este algoritmo usava um modelo de fluxo de carga DC do sistema de potência, com um conjunto de funções densidade de probabilidade para as barras de carga, e era capaz de fornecer em sua saída a função densidade de probabilidade de qualquer fluxo nas linhas do sistema. Como o estudo utilizava um algoritmo de FPP baseado em equações do fluxo de potência DC, não puderam, conseqüentemente, ser avaliados índices de adequação relacionados às magnitudes de tensão, geração de potência reativa, etc.

Os fluxos de potência probabilísticos já atingiram um razoável nível de maturidade. Questões diárias têm surgido em todos os aspectos do problema, desde os modelos usados até o tratamento da incerteza na carga, passando pelas maneiras de aplicar os resultados. Poucas, entretanto, têm realmente questionado a necessidade da abordagem pelos FPP e se eles se tornarão muito difundidos no futuro.

Todos os modelos existentes usam um modelo linearizado do sistema de potência, ou na forma de um fluxo de potência DC (abrangendo, essencialmente, 'fatores de distribuição', 'fatores de influência', etc.), ou, então, como é o caso deste trabalho, linearizando cada solução de um fluxo de carga AC, através da matriz Jacobiana do sistema naquele ponto de solução. Como pode ser verificado em [LSBE90], desde a publicação de [B74] mais de uma centena de artigos foram apresentados sobre o assunto, sendo que a grande maioria foi direcionada para o desenvolvimento de algoritmos capazes de aperfeiçoar a solução do problema de modelagem do FPP.

Em 1986, pela primeira vez o algoritmo de FPP foi aplicado a um sistema real de porte médio (CEMIG, 84 barras) [R90]. A primeira aplicação do FPP ao planejamento da expansão de um sistema real de grande porte (Norte-Nordeste, 300 barras) foi publicado em 1989 [LASDRM89].

Os primeiros algoritmos desenvolvidos utilizavam métodos analíticos considerando equações linearizadas do fluxo de potência. Inicialmente utilizou-se o modelo DC e mais tarde o modelo AC, sendo que ambas as formulações utilizavam técnicas de convolução matemática e matrizes de sensibilidade. Houve ainda a formulação importante denominada fluxo de potência estocástico [VD73, H75, HK75, DKS75], obtido a partir dos princípios de estimação de estado.

Ao longo destes últimos vinte e poucos anos, os modelos foram sendo aperfeiçoados. Em 1983 e 1984 foi proposto um algoritmo, respectivamente [A83] e [LAA84], que considerava a política de pré-despacho, o que não era feito até então.

3.2.2 Formulação matemática

Os dados exigidos pela análise do FPP são as disponibilidades dos equipamentos e as funções densidade de probabilidade das cargas. Para modelar estas funções densidade, duas fontes distintas de incertezas devem ser identificadas [LRAAD90]: uma associada com fatores demográficos e econômicos (inerentes aos métodos de previsão no planejamento de longo prazo), e a outra devido a fatores ambientais e sociais (mais relevantes no planejamento da operação ou de curto prazo).

O problema do fluxo de carga pode ser matematicamente descrito por dois conjuntos de equações não-lineares. Assim, para uma dada topologia (configuração) da rede c , as equações do fluxo de carga são:

$$Y = f_c(X_c) \quad (3.1)$$

$$Z_c = h_c(X_c) \quad (3.2)$$

onde:

- Y representa o vetor aleatório de entrada (injeções de potência ativa e reativa);
- X_c o vetor de estado associado com a configuração c (tensão e ângulo);

- Z_c o vetor aleatório de saída para c (fluxos de potência);
- f_c e h_c representam as equações do fluxo de carga para a configuração c .
- a equação (3.1) é equivalente à (2.1).

As incertezas no vetor Y estão associadas com as cargas ativas e reativas, e também com as indisponibilidades da geração. As incertezas na configuração da rede c , também uma variável aleatória, estão associadas com as indisponibilidades dos equipamentos de transmissão. Outras incertezas, tais como aquelas devido às condições hidrológicas dos reservatórios, podem também ser incluídas. Estas incertezas todas afetarão as incertezas nos vetores de estado e de saída, isto é, magnitudes das tensões, fluxos, etc.

Uma vez que o vetor aleatório de entrada Y seja especificado, o vetor de estado X_c deve ser avaliado, e determinadas as quantidades de saída do sistema, avaliadas pelo vetor aleatório de saída Z_c . Claramente, o maior problema está em resolver a equação (3.1), já que não é possível expressar a variável X_c diretamente em termos de Y . Este é o mesmo problema encontrado pela solução do fluxo de carga convencional, agora com a complexidade adicional devido ao problema estocástico. Lembrando-se das suposições relacionadas à modelagem das incertezas, há muitos métodos probabilísticos para resolver as equações (3.1) e (3.2): analíticas, simulações de Monte Carlo, e híbridas ou semi-analíticas [T63, P84b, B74, RRWWC75, L77, LAA84, LAB87a, LAB87b, R90, A90, LSBE90, LA90].

3.2.3 O algoritmo do FPP

O trabalho pioneiro em FPP, de autoria da Dra. Borkowska, publicado em 1974, limitava-se a considerar o modelo DC do fluxo de potência que, ao assumi-lo como sendo linear, permite-se estabelecer relações diretas entre os parâmetros de posição (Esperança Matemática e Variância) das distribuições de probabilidade das gerações e cargas e das demais grandezas de interesse. Posteriormente, os trabalhos de R. N. Allan, C. H. Grigg e M. R. G. Al-Shakarchi na Inglaterra e J. F. Dopazo, O.

A. Klitin e A. M. Sasson nos Estados Unidos, entre outros, possibilitaram a modelagem probabilística do fluxo AC completo.

A dificuldade básica associada com a modelagem do fluxo probabilístico AC é proveniente da natureza não linear das equações envolvidas. Sendo não linear a relação entre as tensões (e outras grandezas de interesse) e as gerações e cargas, não é possível estabelecer relações diretas entre os parâmetros que definem as distribuições de probabilidade dessas quantidades.

Por essa razão, torna-se essencial a *linearização* daquelas equações.

As principais etapas envolvidas na implementação computacional do algoritmo que permite obter a solução do fluxo probabilístico AC, são, simplificadaamente, as seguintes [TN88, R90]:

- a) *Leitura e manipulação de dados*: 1) Ler os dados determinísticos do sistema (dados dos ramos e dados das barras). 2) Ler os dados probabilísticos do sistema (funções densidade de probabilidade das potências ativas e reativas injetadas nas barras).
- b) *Obtenção do ponto de linearização*: Resolver um fluxo de potência determinístico convencional, para simulação da equação de balanço de potência, utilizando como potências injetadas nas barras os valores esperados dos dados nodais probabilísticos. A solução de tal fluxo fornece o vetor das variáveis de entrada, linearizadas, e permite calcular o vetor das variáveis de saída, também linearizadas.
- c) *Avaliação das funções densidade de probabilidade por simulação de Monte Carlo*: 1) Linearização das equações de fluxo de potência para determinação das variáveis de estado: Calcular e inverter o Jacobiano das variáveis de estado, o qual coincide com a matriz Jacobiana; calcular a esperança matemática, o desvio padrão, o coeficiente de variação e a função densidade de probabilidade de todas as variáveis de estado. 2) Equações não lineares do fluxo de potência, para determinação das variáveis de saída em função das variáveis de estado.
- d) *Impressão dos resultados*.

O algoritmo apresentado acima responde de forma consistente aos principais requisitos de modelagem:

- utiliza um modelo AC linear, que, dentro de certos limites de precisão, avalia o desempenho da rede, acessando grandezas ativas e reativas.
- considera as incertezas nas cargas com qualquer distribuição de probabilidades e suas possíveis correlações.
- simula possíveis perdas de unidades geradoras.
- incorpora uma função de despacho de potência.

3.2.4 Risco do colapso de tensão

Como já mencionado, as incertezas nos dados de entrada do sistema influenciarão as variáveis aleatórias de saída e, conseqüentemente, as decisões a serem tomadas no processo de planejamento. A *distância* de um dado ponto de operação ao ponto de colapso de tensão torna-se também uma variável aleatória, e ela pode ajudar na resposta a questões importantes durante os seguintes processos de tomada de decisão:

- Monitoramento do sistema: Qual é a probabilidade ou risco de colapso de tensão do sistema na próxima hora ?
- Planejamento da operação: Qual é a máxima expansão de carga permitida para o próximo ano, a fim de manter o risco de colapso de tensão menor do que um certo valor admissível ?
- Planejamento da expansão: Quais são os melhores pontos do sistema para gerar potência reativa, levando-se em conta a relação custo/benefício, a fim de minimizar o risco de colapso de tensão para os anos seguintes ?
- Avaliação das contingências: Como classificar as contingências e planejar possíveis estratégias remediadoras ?

- Ações em equipamentos dos sistemas: Como atuar nos equipamentos do sistema de tal maneira que seja minimizado o risco de colapso de tensão ?

Estas e outras questões podem ser respondidas através da análise probabilística do colapso de tensão, o qual será avaliado baseando-se na metodologia a seguir. Antes, algumas suposições serão fixadas como uma proposta inicial para o estudo probabilístico do problema de colapso de tensão. Elas são:

- Somente as cargas das barras do sistema serão assumidas como variáveis aleatórias. Não serão consideradas as incertezas devido às indisponibilidades de equipamentos (na geração e na transmissão);
- As incertezas nas componentes ativa e reativa da carga, na mesma barra, serão consideradas como linearmente dependentes, isto é, totalmente correlacionadas;
- O fator de carregamento do sistema, descrito pelo parâmetro λ , será igualmente aplicado a todas barras de carga do sistema;
- A política de despacho para a carga considerará que o parâmetro λ está igualmente aplicado a cada barra de geração, de acordo com o despacho do caso base (despacho proporcional ao caso base);

Do ponto de vista do algoritmo, não há restrição em relação às suposições acima: elas apenas simplificam a implementação do algoritmo.

3.2.5 Algoritmo para adaptar o FPP à avaliação do colapso

O procedimento seguinte combina a metodologia baseada no vetor tangente [Z95, ZCQ97, Z98a], com a solução do FPP, baseado na simulação de Monte Carlo:

1. Sorteie um ponto de carga $Y(k)$, de acordo com a distribuição de probabilidade associada com a variável aleatória Y ;
2. Se, para o ponto *inicial* da carga, o algoritmo do fluxo de carga *diverge*, então contabilize esta ocorrência e retorne ao passo 1;



3. Calcule o ponto de colapso, isto é, o fator de carregamento $\lambda_{col}(k)$ associado com o ponto $Y(k)$; também, armazene a barra crítica associada com este fator de carregamento;
4. Se o número máximo de simulações, ou o coeficiente de variação [R81, A90] associado com o valor esperado de λ_{col} é satisfeito, então é finalizada a simulação. Caso contrário, volte ao passo 1.

O passo 1 deste algoritmo pode ser usado para simular as disponibilidades dos equipamentos de geração e transmissão, a fim de fornecer índices de risco globais de colapso de tensão [BA99, BA98, MMG97].

3.3 Resultados dos Testes

O algoritmo da seção anterior foi aplicado a três sistemas testes: o sistema IEEE-RTS (configuração original) e o sistema equivalente sul brasileiro (ambos já comentados no capítulo anterior e cujas configurações correspondem às figuras 2.1 e 2.2, respectivamente), e o sistema IEEE-118 barras, original [Apêndice D]. Em todas as aplicações testadas, foram levados em consideração os limites das potências reativas geradas nas barras de tensão controlada. Para fins de planejamento da operação, ficou definido que nos testes as cargas das barras seriam representadas por variáveis aleatórias *independentes gaussianas* e seus desvios padrões seriam iguais a 5% em relação às médias.

Na implementação do algoritmo, somente as incertezas nas cargas são modeladas e os equipamentos de geração e transmissão são considerados completamente confiáveis. O método é o do vetor tangente com extrapolação quadrática, com 5.000 simulações/amostra e o número máximo admitido para o número de iterações na convergência dos fluxos de cargas é igual a 20. A política de despacho é a de despacho proporcional ao caso base, utiliza-se de um microcomputador de 150 MHz, com processador Pentium I. São obtidos os resultados seguintes para aqueles três sistemas.

- 1) *Sistema IEEE-RTS*: O valor do carregamento médio esperado para o ponto de

colapso é de $E[\lambda_{col}] = 1,43077$, o que equivale a uma margem de carga de 43,077% da carga total em MW do caso base dado. Esta margem de carregamento é um valor razoavelmente folgado, para um planejamento de médio prazo. Para aquele valor esperado de λ_{col} e com 5.000 simulações, o desvio padrão vale 0,02255; as barras mais críticas são as barras 6 e 8 com, respectivamente, 55% e 45% de probabilidade (ambas situadas na área de 138 KV, que é a mais fraca em termos de geração; a barra 6 com a agravante de possuir um indutor conectado a ela e ser ligada à barra de carga 10 através de um cabo de elevado valor de susceptância). O tempo de esforço computacional gasto, igual a 59 minutos, é absurdamente grande e incompatível para análise *on line* do sistema, mas bastante razoável para estudos de planejamento, considerando o equipamento computacional empregado.

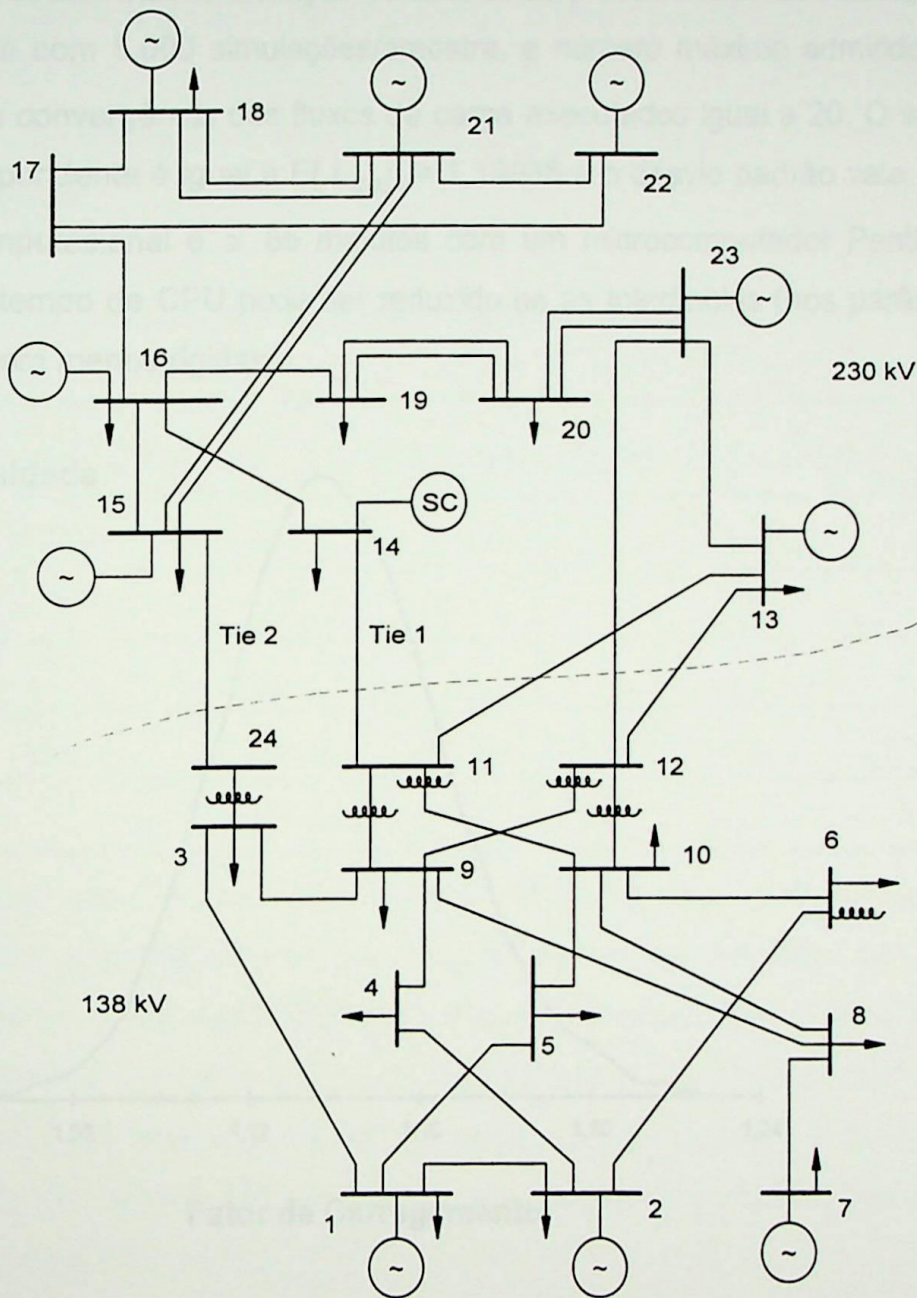
2) *Sistema equivalente sul brasileiro*: O valor médio esperado para o carregamento no ponto de colapso é de 1,17046 (correspondendo a uma margem de carga igual a 17,046% da carga total em MW no ponto de operação dado, o que é razoável para um planejamento de médio prazo); o desvio padrão vale 0,01752. A barra mais provável de ser a crítica é a barra 20, com 81% de chance (um resultado não previsível numa abordagem determinística). O tempo de CPU igual a 93 minutos não a habilita para avaliação *on line*, mas não traz nenhuma restrição quanto a um ambiente de planejamento.

3) *Sistema IEEE/118 barras*: $E[\lambda_{col}] = 2,31025$, o que representa uma margem de carga bastante folgada, igual a 131,025% da carga total no ponto de operação inicial, qualquer que seja o horizonte de tempo do planejamento (dentro de parâmetros razoáveis e plausíveis). O desvio padrão calculado vale 0,02478. A barra 41, com 99% de probabilidade, é eleita a mais crítica. O tempo de esforço computacional é elevado: 402,11 minutos (aproximadamente 6,70 horas).

3.3.1 Avaliação de riscos

Seja o sistema IEEE-RTS em sua configuração original (vide figura seguinte). Com o objetivo de estressar o sistema de transmissão e, portanto, criar as condições favo-

ráveis aos problemas da ocorrência de colapso de tensão, as seguintes modificações são consideradas [Apêndice C]:



Reprodução da Figura 2.1: Configuração da Rede IEEE-RTS.

1. As capacidades originais de geração (ativa e reativa) e as cargas são multiplicadas por 1,75. A capacidade instalada total torna-se 5.958,75 MW, com uma carga máxima de 4.987,50 MW;
2. É retirado o reator na barra 6 do sistema original, e dois bancos de capacitores são adicionados ao sistema: na barra 3 e na barra 8 (ambos de 100 MVar);

3. O despacho obedece a política de minimizar o desvio do ponto de operação econômico ótimo.

A figura 3.1 abaixo mostra a função densidade de probabilidade da variável aleatória λ_{col} , obtida com 5.000 simulações/amostra, e número máximo admitido de iterações para a convergência dos fluxos de carga executados igual a 20. O valor esperado correspondente é igual a $E[\lambda_{col}] = 1,13986$ e o desvio padrão vale 0,0251. O esforço computacional é \cong 65 minutos com um microcomputador Pentium - 300 MHZ. Este tempo de CPU pode ser reduzido se as tolerâncias (nos parâmetros de entrada) forem menos rígidas.

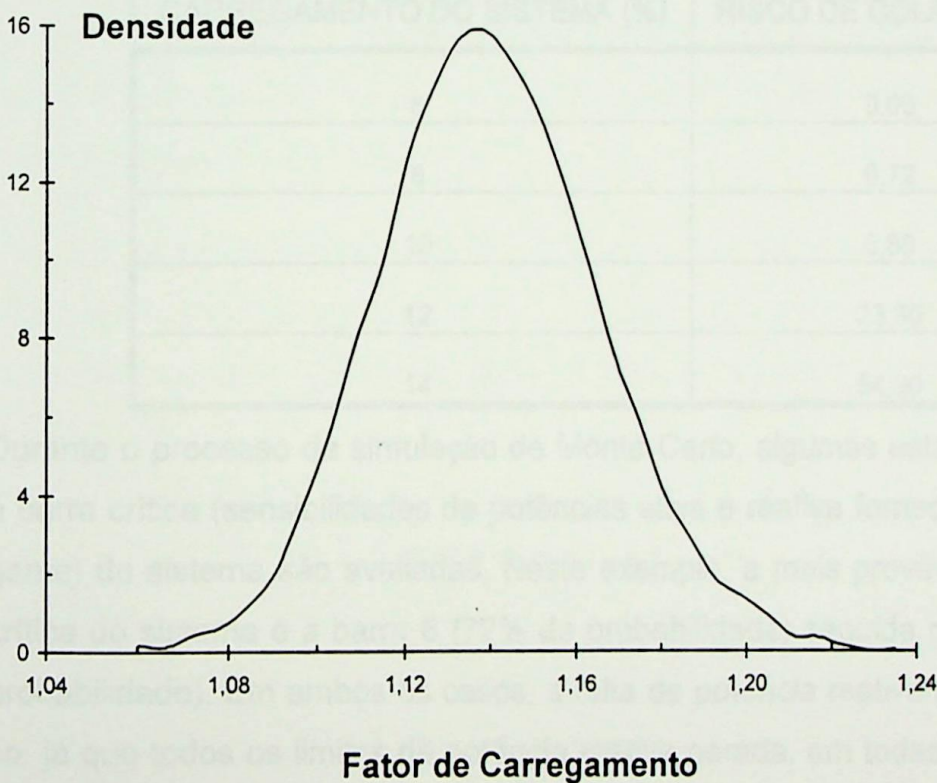


Figura 3.1: Função Densidade de Probabilidade Associada com o Fator de Carregamento para o Colapso de Tensão (λ_{col}).

A tabela 3.1 seguinte mostra os riscos de colapso de tensão considerando 5 possíveis carregamentos do sistema, correspondentes a um certo horizonte de planejamento. Por exemplo, assumindo um fator de carregamento do sistema de 10%, haverá um risco de 5,80% de colapso de tensão. Dado um risco aceitável de 10% de

ocorrência de colapso de tensão, é também possível calcular o correspondente carregamento do sistema: ele é igual a 10,65%. Isto significa que o sistema pode ser carregado (estressado) até $1,1065 \times 4.987,5 \text{ MW} = 5.518,7 \text{ MW}$ sem violar o risco de colapso aceitável de 10%. Para este caso particular, o algoritmo considera que a carga extra de 531,2 MW seja proporcionalmente distribuída entre as barras de carga. Isso não é obrigatório — uma barra ou área particular pode ficar mais carregada do que as outras.

Tabela 3.1: Carregamento do Sistema e Risco de Colapso.

CARREGAMENTO DO SISTEMA (%)	RISCO DE COLAPSO (%)
6	0,00
8	0,72
10	5,80
12	23,80
14	54,00

Durante o processo de simulação de Monte Carlo, algumas estatísticas em relação à barra crítica (sensibilidades de potências ativa e reativa fornecidas pelo vetor tangente) do sistema são avaliadas. Neste exemplo, a mais provável para ser a barra crítica do sistema é a barra 6 (72% de probabilidade) seguida pela barra 8 (5% de probabilidade). Em ambos os casos, a falta de potência reativa é a causa do colapso, já que todos os limites de potência reativa gerada, em todas as barras de geração, haviam sido alcançados.

Assumindo os fatores de carregamento de 12% e 14% como sendo os dois mais prováveis de ocorrer para um certo horizonte de planejamento, as seguintes medidas corretivas (estratégias para reduzir o risco) podem ser analisadas:

1. Instalação de um banco de capacitores de 50 MVar na barra 6;
2. Instalação de um banco de capacitores de 100 MVar na barra 6;

3. Corte de 5% de carga na barra 6;
4. Corte de 10% de carga na barra 6;
5. Corte de 15% de carga na barra 6;
6. Corte de 20% de carga na barra 6;
7. Aumento do banco de capacitores na barra 8 de 100 MVar para 200 Mvar.

A tabela 3.2 mostra o risco (probabilidade) de colapso de tensão para cada uma das alternativas acima. Todas elas são avaliadas considerando 2.500 simulações por amostra, do algoritmo de simulação de Monte Carlo, para assegurar coeficiente de variação similar [R81]. Em relação ao esforço computacional, os resultados da tabela 3.2 gastaram em média, para cada alternativa, 55 minutos em um microcomputador Pentium I - 150 MHZ.

Com um fator de carregamento de 14%, o risco de colapso de tensão é reduzido de 54% para 1,6% se a medida corretiva 1 for utilizada. Ponderando custos e riscos associados com cada alternativa, pode-se facilmente decidir sobre a melhor alternativa.

Tabela 3.2: Medidas Corretivas e Risco de Colapso para os Fatores de Carregamento 12 % e 14 %.

<i>Alternativa</i>	<i>Risco de Colapso [%]</i>	
	$\lambda = 1,12$	$\lambda = 1,14$
1	0,2	1,6
2	0,0	0,0
3	9,5	31,4
4	3,3	15,0
5	0,5	4,4
6	0,0	1,1
7	3,7	16,8

Assumindo que os custos de interrupção na barra 6 são altos, o uso de um banco de capacitores nesta barra (alternativa 2), torna-se a melhor opção.

A fim de avaliar de maneira mais eficiente e eficaz a quantia de potência reativa para ser usada na barra 6, a figura 3.2 mostra, para diferentes riscos aceitáveis de colapso de tensão, os fatores de carregamento correspondentes.

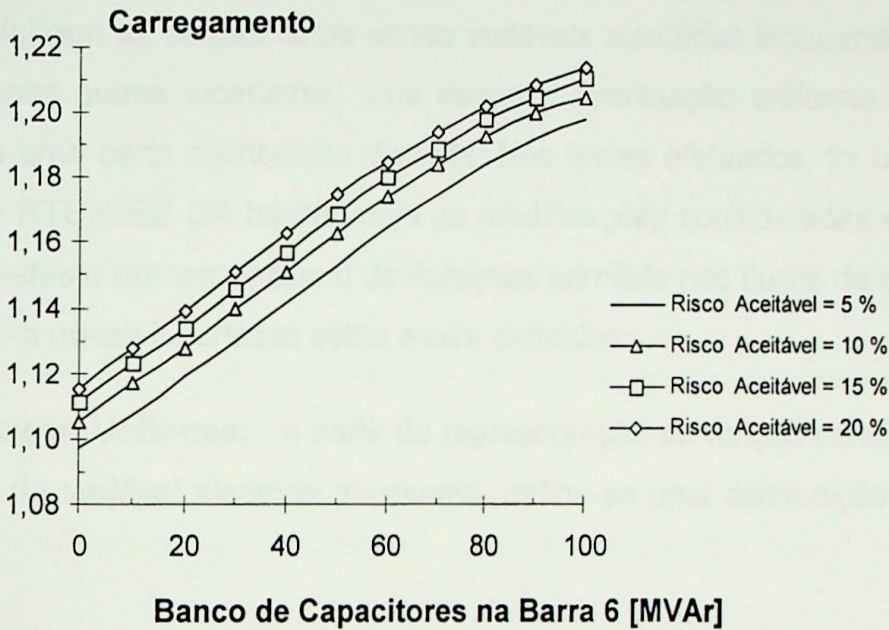


Figura 3.2: Compensação Reativa na Barra 6 e Níveis Aceitáveis de Risco.

Nível aceitável de risco de colapso de tensão indica o valor aceitável de probabilidade de ocorrer um colapso de tensão. Várias conclusões interessantes podem ser tiradas da figura 3.2. Por exemplo, para um fator de carregamento de 20% aguardado para ocorrer, a compensação de potência reativa variará aproximadamente de 80% a 100%, se riscos aceitáveis de 20% a 5% forem, respectivamente, considerados. Se uma compensação reativa de 50% é utilizada na barra 6, e assumindo um risco de 5%, o carregamento do sistema não poderá exceder ~1,15 (isto é, ~15%). Entretanto, se o risco aceitável é aumentado para 20% (o que significa uma folga no fator de risco), pode-se esperar que a carga do sistema aumente até ~1,18 (isto é, ~18%).

Neste capítulo, até então, em todos os testes o número máximo admitido de itera-

ções nos fluxos de carga executados, tem sido igual a 20 iterações.

3.3.2 Outros tipos de incertezas

Nesta subseção são apresentados e avaliados dois outros tipos de incertezas nas cargas. Também são estimuladas discussões sobre os resultados encontrados e feitas comparações com o desempenho computacional observado por ocasião em que se definiram as cargas como sendo variáveis aleatórias independentes gaussianas. Nessas outras incertezas, uma segue a distribuição uniforme e a segunda obedece a uma certa distribuição discreta. Nos testes efetuados, foi utilizado o sistema-teste RTS/IEEE (24 barras) com as modificações consideradas em 3.3.1. *Em todos os testes* o número máximo de iterações admitido nos fluxos de carga é de 10 iterações. As novas incertezas estão assim definidas:

1) Distribuição Uniforme: a partir da representação da função densidade de probabilidade da variável aleatória gaussiana, define-se uma distribuição uniforme no intervalo

$$[\mu - 3\sigma, \mu + 3\sigma] \quad (3.3)$$

onde:

- μ é o valor médio da potência (ativa e reativa) da carga; corresponde ao valor de entrada (*input*) dos dados (da potência da carga) na barra;
- σ é o desvio padrão da carga (potência ativa e reativa); vale 5% da carga média, que é a carga adotada nos dados de entrada de carga na barra.

No intervalo estabelecido em (3.3) estão contidas 99,72% das informações fornecidas por uma distribuição gaussiana. Esta propriedade aliada à característica de que eventos nos extremos das caudas da distribuição gaussiana possuem baixíssima probabilidade de ocorrência, tornam o intervalo definido em (3.3) bastante razoável para ser o conjunto Domínio da função densidade da distribuição uniforme.

Uma outra observação é que pela própria natureza da distribuição uniforme, os

eventos serão equiprováveis naquele intervalo, diversamente do que ocorre com a distribuição gaussiana, a qual concentra os maiores valores de probabilidade nas vizinhanças da média. Em consequência os valores da variável aleatória uniforme estão mais espalhados (maior grau de espalhamento ou de dispersão) do que na distribuição gaussiana. De fato, prova-se que:

$$\sigma_{U[a,b]} = \sqrt{3}\sigma_G \quad (3.4)$$

onde:

- $\sigma_{U[a,b]}$ é o desvio padrão da distribuição uniforme definida no intervalo $[\mu - a, \mu + b] = [\mu - 3\sigma, \mu + 3\sigma]$.
- $\sigma_G = \sigma$ é o desvio padrão da distribuição gaussiana a partir da qual foi definida a uniforme $U[a, b]$.
- a e b são valores pertencentes ao conjunto dos números reais.
- μ é a média da distribuição gaussiana original.

2) Distribuição Discreta: É proposta uma distribuição discreta a três pontos: o primeiro ponto é um impulso de altura igual a p_1 situado em $(\mu - \sigma)$; no segundo a altura é igual a p_2 e ele situa-se na média μ ; o último ponto é um impulso de altura igual a p_3 e situa-se em $(\mu + \sigma)$. O valor de μ corresponde ao valor de entrada da carga (potência ativa ou reativa) e σ é o desvio padrão dado na entrada, usado na distribuição gaussiana e comum às potências ativa e reativa. Serão aqui adotados arbitrariamente como valores das alturas dos impulsos: 0,2; 0,6; 0,2. Eles podem ser generalizados, mas obedecendo à propriedade $p_1 + p_2 + p_3 = 1$.

Para avaliação e comparação desses três tipos de incertezas nas cargas consideram-se os seguintes *cenários* no sistema RTS/IEEE:

A. Todas as cargas do sistema são variáveis aleatórias independentes gaussianas com média $= \mu$, correspondente ao valor lido na entrada da potência ativa e po-

- tência reativa da carga; e σ igual a 5% da média;
- B. Todas as cargas do sistema são variáveis aleatórias independentes uniformes, definidas no intervalo $[\mu - 3\sigma, \mu + 3\sigma]$, com média igual a μ e desvio padrão igual a $\sqrt{3}\sigma$;
- C. Todas as cargas do sistema obedecem a uma distribuição discreta simétrica a três pontos: $\mu - \sigma$, μ e $\mu + \sigma$, e probabilidades p_1, p_2, p_3 respectivamente iguais a 0,2; 0,6; 0,2;
- D. Todas as cargas na região de 230 KV obedecem a uma distribuição uniforme, e as cargas no nível de 138 KV são variáveis aleatórias discretas;
- E. Na região de 230 KV as cargas são discretas e na de 138 KV elas são uniformes;
- F. As cargas nas barras 1, 2, 6, 7, 8, 10, 13, 14, 15, 16, 18 e 20 são uniformes e as restantes são gaussianas;
- G. As cargas nas barras destacadas no item anterior são discretas e as demais são gaussianas;
- H. As barras em destaque nos dois últimos itens possuem cargas com distribuição de probabilidades uniforme e as barras restantes têm cargas com distribuição discreta.

Nos cenários D, E, F, G e H as distribuições envolvidas estão definidas tal como em A, B e C.

As figuras 3.3 a 3.10 apresentam os gráficos das funções densidade de probabilidade de λ , para 5.000 simulações/amostra e número máximo admitido de iterações nos fluxos de carga igual a 10 iterações.

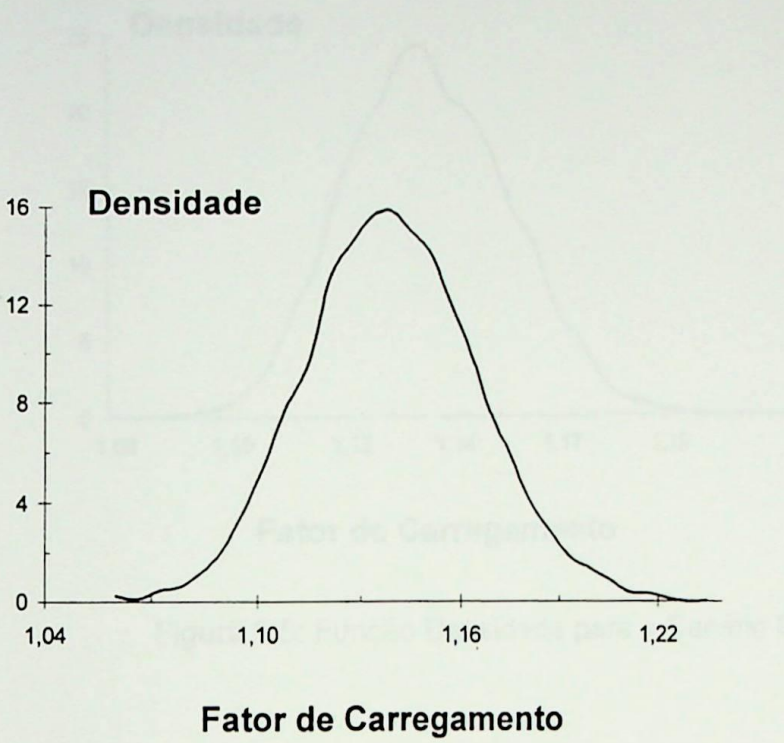


Figura 3.3: Função Densidade para o Cenário A.

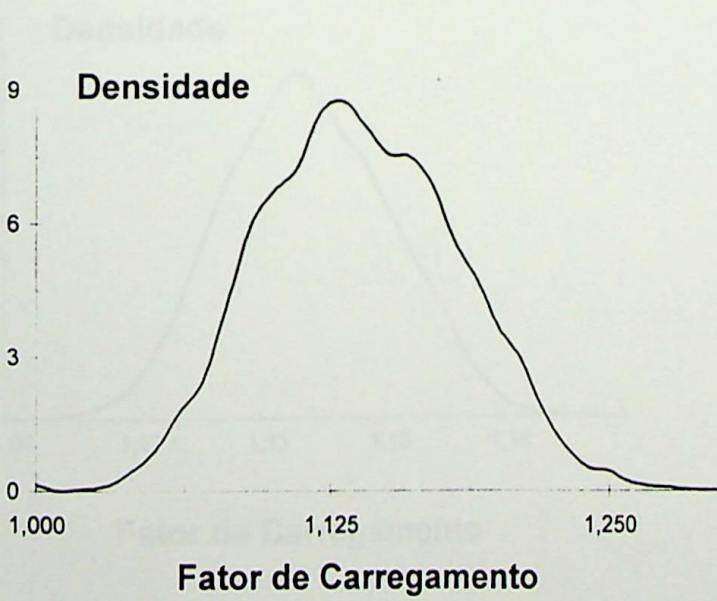


Figura 3.4: Função Densidade para o Cenário B.

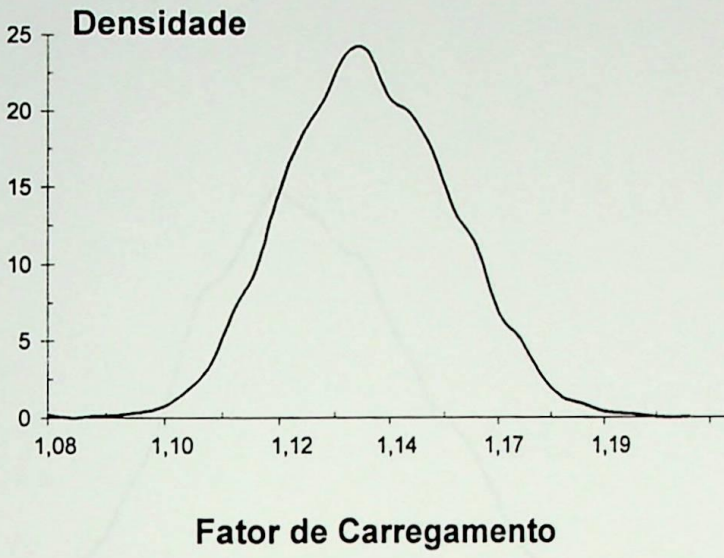


Figura 3.5: Função Densidade para o Cenário C.

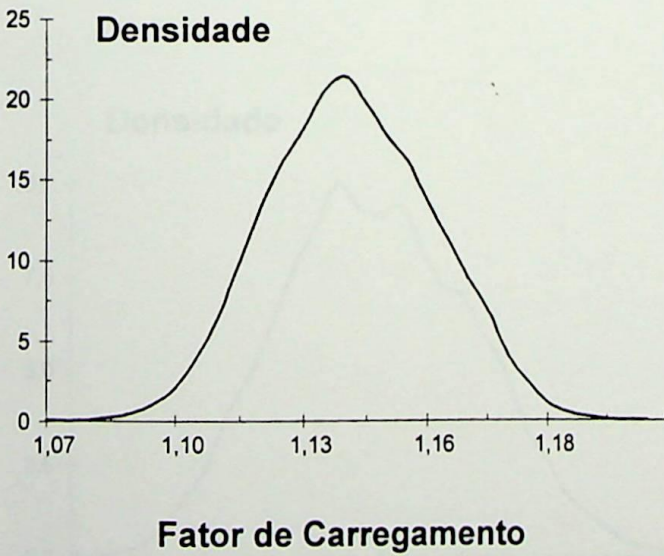


Figura 3.6: Função Densidade para o Cenário D.

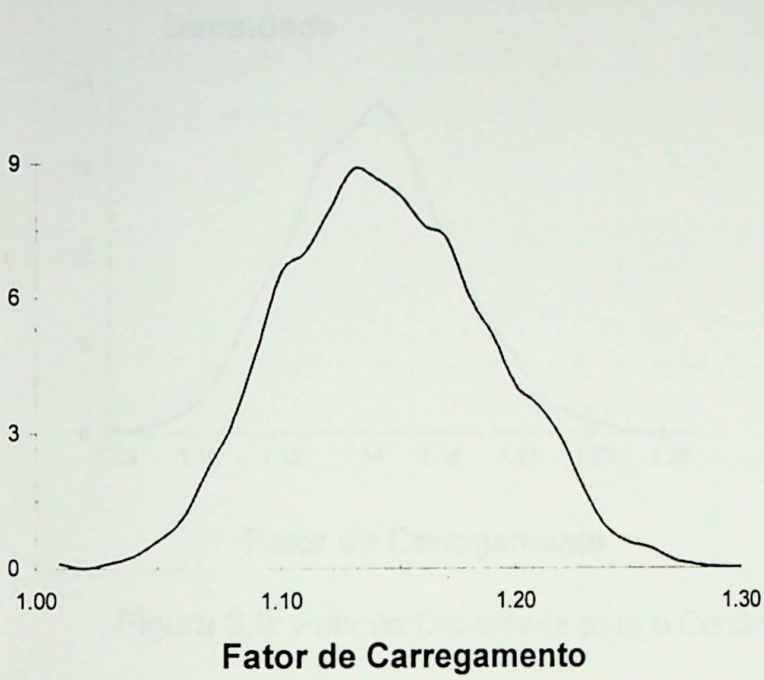


Figura 3.7: Função Densidade para o Cenário E.

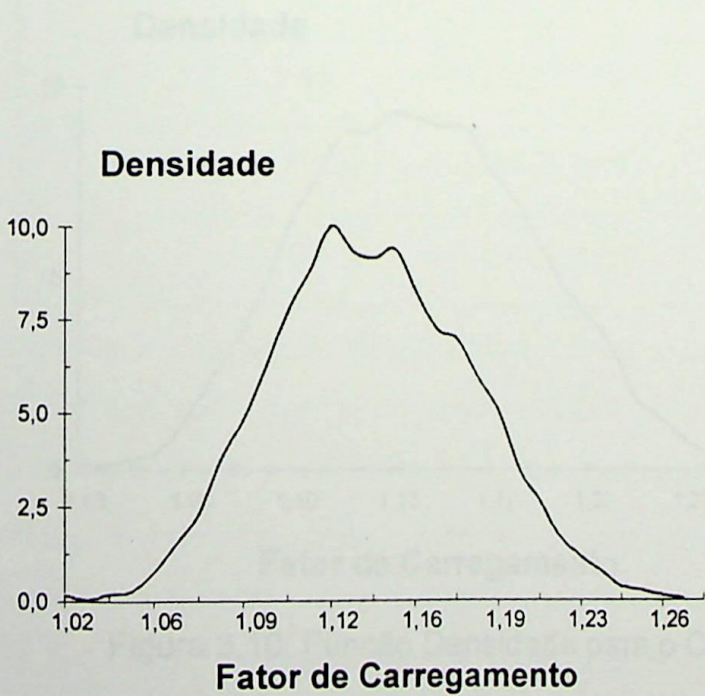


Figura 3.8: Função Densidade para o Cenário F.

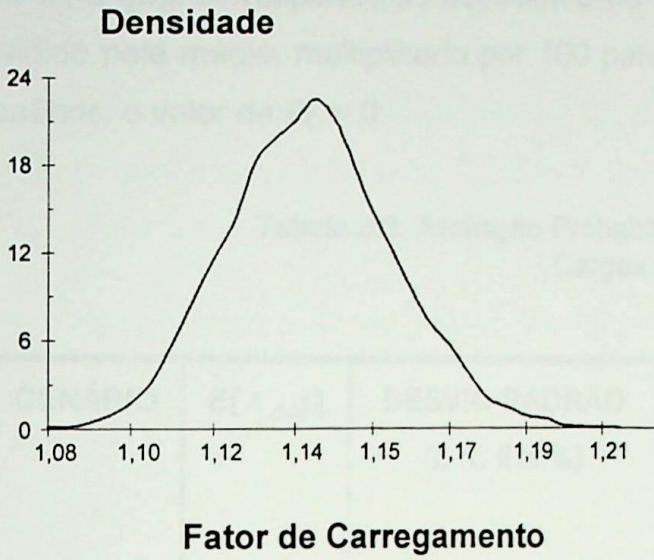


Figura 3.9: Função Densidade para o Cenário G.

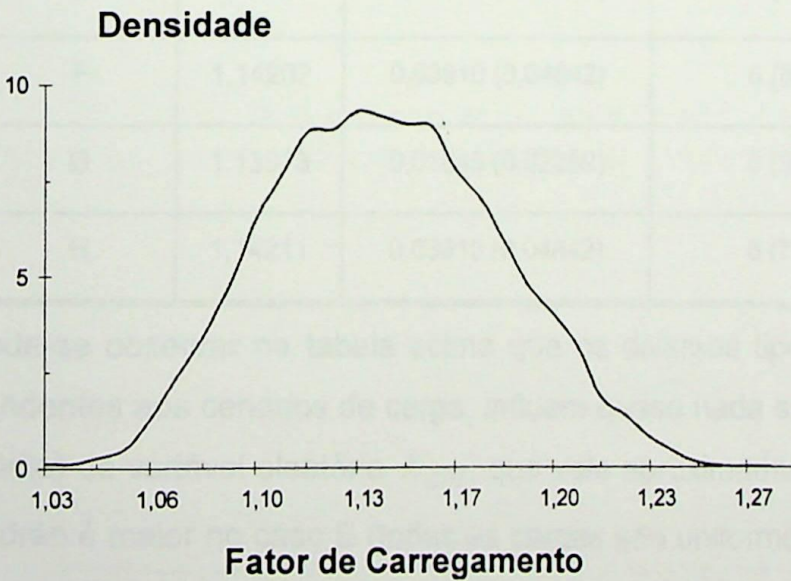


Figura 3.10: Função Densidade para o Cenário H.

A tabela 3.3 apresenta os resultados dos testes para 5.000 simulações, utilizando

como política de despacho o critério de despacho proporcional ao caso base. A coluna de desvio padrão apresenta entre parênteses o valor da *incerteza relativa* I. R. em %, a qual corresponde ao coeficiente de variação que é igual ao desvio padrão dividido pela média, multiplicado por 100 para dar a resposta em %. Para todos os cenários, o valor de $P_D = 0$.

Tabela 3.3: Avaliação Probabilística dos Cenários de Cargas.

CENÁRIO	$E[\lambda_{col}]$	DESVIO PADRÃO (I. R. EM %)	BARRA CRÍTICA (PROBABILIDADE)	TEMPO DE CPU [MINUTOS]
A	1,13986	0,02511 (0,03116)	6 (87%)	122
B	1,14198	0,04375 (0,05418)	6 (79%)	145
C	1,13981	0,01666 (0,02067)	6 (89%)	174
D	1,14001	0,01854 (0,02300)	6 (89%)	175
E	1,14233	0,04372 (0,05413)	6 (79%)	145
F	1,14202	0,03910 (0,04842)	6 (80%)	113
G	1,13973	0,01845 (0,02289)	6 (90%)	130
H	1,14211	0,03910 (0,04842)	6 (79%)	115

Pode-se observar na tabela acima que os diversos tipos de carregamento correspondentes aos cenários de carga, influem quase nada sobre o valor esperado (valor médio) da variável aleatória λ_{col} , que vale aproximadamente 14% (1,14). O desvio padrão é maior no caso B (todas as cargas são uniformes), e em seguida no caso E (que inclui a barra crítica 6 e as cargas mais preponderantes do sistema). Isto ratifica o descrito na teoria de que a distribuição uniforme, tal como foi definida aqui, possui o maior grau de variabilidade. No caso F e H, o desvio padrão é um valor intermediário entre os maiores e os menores (confirmando mais uma vez o que se de-

clara na teoria sobre a distribuição uniforme). O menor valor de desvio padrão acontece no caso C, seguido de perto por G e D: estes casos envolvem a distribuição discreta, a qual pelos valores de probabilidades assumidos, é, entre todas, a mais concentrada em torno da média (o que resulta em menor variabilidade). Entre os resultados de esforço computacional observados, nota-se claramente que a distribuição uniforme possui uma *tendência* para menor tempo, enquanto que a discreta apresenta uma tendência para gastar mais tempo computacional.

Sejam os seguintes eventos definidos pela variável aleatória λ :

Tabela 3.4: Eventos Definidos por λ

EVENTO	VARIAÇÃO DE λ
1	$\lambda \leq 1,05$
2	$\lambda \leq 1,10$
3	$\lambda \leq 1,15$
4	$\lambda \leq 1,20$

A tabela seguinte mostra os resultados das probabilidades de ocorrência destes eventos em cada um dos cenários de cargas, para 5.000 simulações:

Tabela 3.5: Riscos da Ocorrência de Eventos nos Cenários de Cargas Estabelecidos.

CENÁRIOS	P[EVENTO 1]	P[EVENTO 2]	P[EVENTO 3]	P[EVENTO 4]
A	0,000	0,068	0,707	0,990
B	0,015	0,218	0,619	0,915

C	0,000	0,008	0,767	0,999
D	0,000	0,016	0,738	0,999
E	0,014	0,213	0,622	0,909
F	0,006	0,175	0,629	0,937
G	0,000	0,010	0,758	0,999
H	0,005	0,180	0,621	0,936

Os resultados numéricos constantes da tabela acima servem para validar o que já foi comentado teoricamente e também o método de avaliação do colapso. Um exemplo: no caso do evento 3, o cenário C e o cenário G possuem os maiores valores de probabilidade acumulada, o que já era esperado porque a distribuição discreta está envolvida (a distribuição discreta, tal como foi definida aqui, concentra a maioria dos eventos ao redor do valor da média, que aproximadamente vale 1,14).

Outro exemplo: no caso do evento 4, os cenários B, E, F e H possuem os menores valores de probabilidade acumulada por que este cenário envolve de uma maneira decisiva a distribuição uniforme, cuja característica é ser uma distribuição equiprovável dentro de sua região de existência, desde o menor valor até o maior valor. No mesmo evento 4, os maiores valores de probabilidade ocorrem com os cenários A, C, D e G, os quais, não por acaso, envolvem decisivamente as distribuições gaussianas e discretas. Também, para o evento 1 os cenários B e E envolvem a distribuição uniforme, daí a explicação porque os valores de probabilidade não são nulos.

3.4 Conclusões

A avaliação do colapso de tensão foi tratada no capítulo 2 através de ferramentas determinísticas e o objetivo das aplicações era avaliar o ponto de colapso de tensão e as margens de carga, assim como implementar medidas para minimizar o risco de colapso de tensão. No capítulo 3 foram executadas as mesmas tarefas, mas consi-

derando a natureza aleatória inerente aos sistemas elétricos de potência. Ou seja, levou-se em consideração as incertezas nas cargas. Foi desenvolvida uma técnica probabilística, baseada no fluxo de potência probabilístico (FPP), para aplicação no planejamento da operação e no planejamento da expansão do sistema elétrico, e adaptado para avaliar índices de risco de colapso de tensão.

Apresentada a formulação matemática do FPP, é proposto o algoritmo que combina as técnicas baseadas no método da continuação e no método da extrapolação quadrática, com a resolução do FPP através da simulação de Monte Carlo, habilitando-o assim para avaliar o colapso de tensão.

O algoritmo probabilístico utilizando o método do vetor tangente com extrapolação quadrática e despacho proporcional ao caso base, é aplicado aos três sistemas testes (IEEE-RTS, 118 barras do IEEE e o equivalente sul brasileiro) para avaliação do colapso de tensão. São também avaliadas medidas corretivas (estratégias) para reduzir o risco de colapso, é construído o gráfico do risco aceitável de colapso associado ao carregamento quando são instalados bancos de capacitores na barra mais crítica.

Para estas aplicações o método proposto mostrou-se bem consistente e eficiente. Devido aos tempos computacionais gastos, apesar de não serem proibitivos recomenda-se seu uso para o planejamento a médio ou a longo prazo, onde sua *performance* pode efetivamente ser de muita utilidade — resgatando *qualidade* para o planejamento.

No capítulo seguinte, o mesmo algoritmo será utilizado para avaliar contingências envolvendo geração e transmissão, definir índices de risco para as contingências e classificá-las segundo seu grau de criticidade e propor medidas corretivas.

CAPÍTULO 4

ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS

4.1 Introdução

Uma das principais tarefas no planejamento de sistemas é, para um dado ponto de operação, classificar as contingências numa certa ordem e avaliar as suas consequências envolvendo geração e transmissão do sistema de potência [VFXMHM99, GDA99].

Na análise da ocorrência de contingência, as características transitórias do sistema deveriam ser consideradas, por exemplo: os parâmetros dinâmicos dos geradores [J94, M94a, Z98b, Z98c]. Entretanto, a metodologia proposta neste trabalho não leva em conta estes parâmetros. Ela focaliza a análise de estabilidade estática de tensão associada com cada ponto de operação pós contingência. Todos os limites estáticos do sistema são considerados.

A suposição de incertezas na carga pode também ser interpretada como um ruído ou perturbação ao redor do valor esperado da variável aleatória Carregamento do Sistema. Na verdade, a não convergência do algoritmo do fluxo de carga não garante a ocorrência unicamente de problemas de colapso de tensão.

Na aplicação do algoritmo de colapso de tensão da subseção 3.2.3, do capítulo anterior, agora incluindo contingências, se o algoritmo para o caso-base não converge e/ou se o algoritmo para alguns (ou, para todos) casos bases sorteados no processo de Monte Carlo, diverge (ou, não converge), então aquela contingência é considerada uma *contingência crítica*.

4.2 Índices de Desempenho

Nestes estudos de desempenho serão consideradas contingências em linhas de transmissão, transformadores (subestações), barras de geração, unidades da geração, reatores. Sempre a partir do sistema intacto e em seu ponto de operação inicial (dados originais). A própria contingência fornecerá imediatamente a alteração nos dados originais, provocada por ela. São propostos os seguintes *índices de risco*:

- P_D = Probabilidade de divergência (ou, não convergência), passo 2 do algoritmo da subseção 3.2.5;
- $E[\lambda_{col}]$ = Valor esperado do parâmetro λ_{col} , isto é, valor médio do fator de carregamento esperado para o ponto de colapso de tensão.

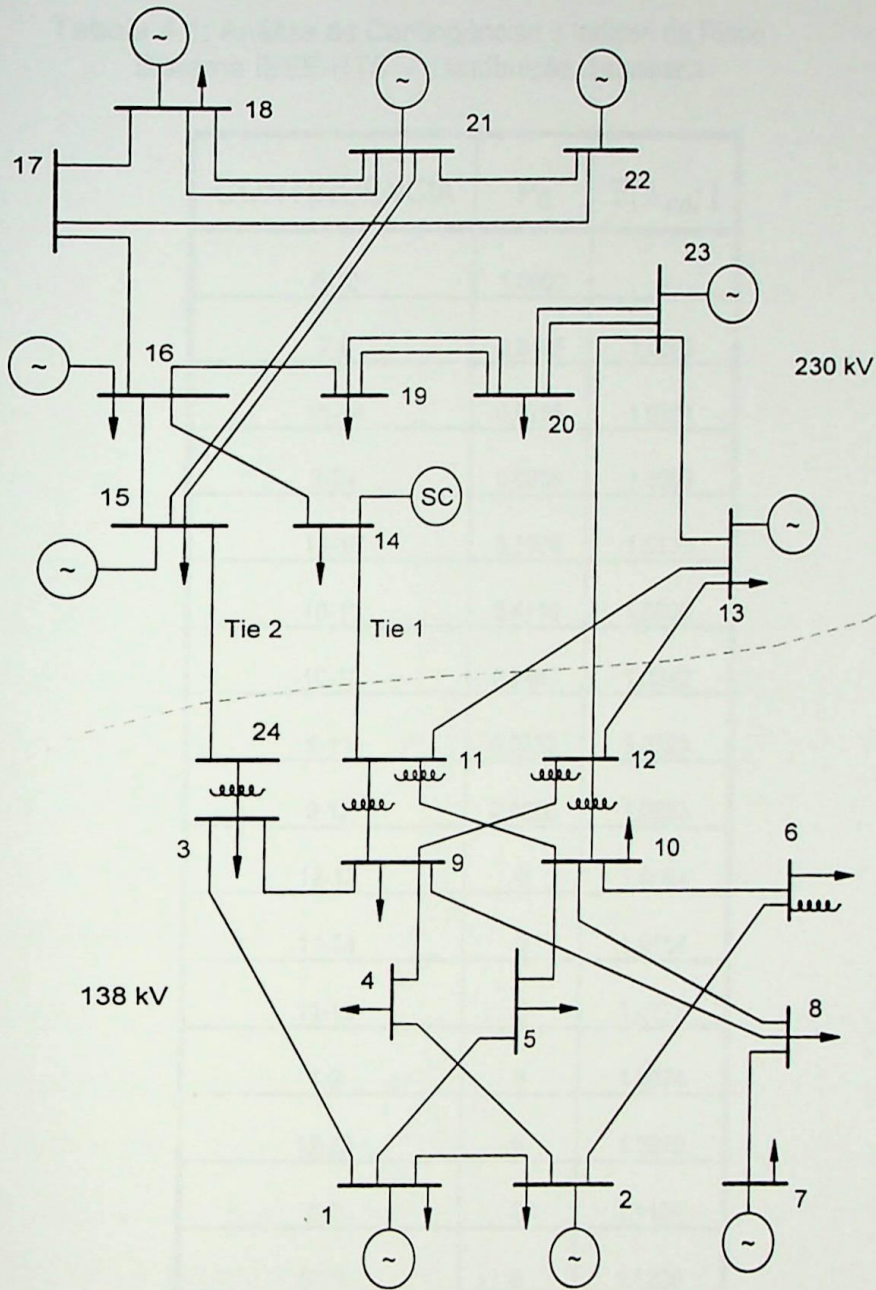
Estes índices de risco são avaliados considerando uma lista de contingências (de primeira ordem) do sistema, uma a uma. Esta lista é classificada em ordem decrescente (ou crescente) de criticidade, *baseando-se na seguinte regra*:

- Se $P_D \neq 0$, classifique a lista baseando-se neste índice de risco, isto é, a maior probabilidade P_D indica a contingência mais crítica;
- Se $P_D = 0$, classifique a lista baseando-se no índice de risco $E[\lambda_{col}]$, isto é, o maior fator de carregamento esperado para o ponto de colapso indica a contingência menos crítica.

4.3 Resultados dos Testes

4.3.1 Sistema IEEE-RTS (24 barras):

O sistema RTS (figura seguinte) está representado com as mesmas modificações (estressamento de 75%) levadas a efeito na subseção 3.3.1 do capítulo anterior, incluindo as alterações nos equipamentos.



Reprodução da Figura 2.1: Configuração do Sistema Teste IEEE-RTS.

Na tabela 4.1 estão listadas e classificadas, obedecendo a regra imposta na seção 4.2 anterior, *todas* as contingências (de primeira ordem) possíveis de ocorrer no sistema, envolvendo transmissão e geração, transformadores e reatores, executadas computacionalmente utilizando o método da extrapolação quadrática com despacho proporcional, 2.000 simulações, número máximo de iterações admitido para a convergência dos fluxos de carga igual a 20 iterações, e considerando que as incertezas nas cargas são variáveis aleatórias independentes gaussianas.

Tabela 4.1: Análise de Contingências e Índices de Risco - Sistema IEEE-RTS - Distribuição Gaussiana.

CONTINGÊNCIA	P_D	$E[\lambda_{col}]$
6-10	1,0000	-
7-8	0,9495	1,0092
15-24	0,9295	1,0104
3-24	0,9205	1,0093
14-16	0,7075	1,0136
10-11	0,4110	1,0209
10-12	0,2445	1,0242
9-11	0,0250	1,0323
9-12	0,0020	1,0583
12-13	0	1,0684
11-14	0	1,0754
11-13	0	1,0772
4-9	0	1,0974
12-23	0	1,0975
1-2	0	1,1139
5-10	0	1,1230
8-9	0	1,1249
13-23	0	1,1273
1-5	0	1,1370
16-17	0	1,1377
20-23	0	1,1378
19-20	0	1,1380
15-21	0	1,1380
15-16	0	1,1380
18-21	0	1,1390

17-18	0	1,1391
17-22	0	1,1393
21-22	0	1,1395
8-10	0	1,1408
3-9	0	1,1430
2-6	0	1,1436
16-19	0	1,1446
2-4	0	1,1518
1-3	0	1,1760

Nesta tabela, em 7 contingências das mais críticas (as 6 primeiras e a oitava) o caso base (ponto de operação inicial dado com a inclusão da alteração provocada pela própria contingência) não converge. Em todas as outras contingências o caso base converge. Os valores contidos nessa tabela — e em todas as outras tabelas deste capítulo — são válidos levando-se em consideração os valores adotados para os parâmetros de entrada e também as tolerâncias admitidas.

Da tabela 4.1 consegue-se concluir que o índice de risco P_D é, relativamente, robusto para indicar o grau de criticidade de contingências. O outro índice de risco proposto, que é a distância média ao ponto de colapso do sistema ($E[\lambda_{col}]$), também capta muito bem a criticidade da contingência; daí por que ela é usada quando $P_D = 0$, conforme a regra estabelecida em 4.2.

Nota-se que a criticidade de uma contingência não envolve necessariamente a barra mais provável de ser crítica, que neste caso é a barra 6. Embora a contingência 6-10 envolva a barra crítica e ela seja a contingência mais crítica, a saída forçada de 2-6, que é também ligada à barra crítica, está classificada entre as contingências menos críticas. Uma outra observação relevante é que a contingência 15-24, distante da barra 6, é também muito crítica ($P_D = 0,9295$). Justifica-se este valor elevado de índice de criticidade pelo fato da barra 15 ser uma barra de geração e a contingência 15-24 estar, portanto, associada a uma importante fonte de potências ativa/reactiva.

Pode-se *tentar minimizar* o impacto das contingências críticas listadas anteriormente ($P_D \neq 0$). A primeira tentativa é usar duas das estratégias da subseção 3.3.1 do capítulo anterior (alternativas 2 e 6) para minimizar o risco de colapso de tensão para o caso base, e considerar mais duas novas estratégias. Então, fica:

- A. Instalar um banco de capacitores de 100 MVar na barra 6;
- B. Cortar 20% de carga na barra 6;
- C. Cortar 50% de carga na barra 6;
- D. Adicionar um circuito extra 6-10, mantendo o reator na barra 6.

A tabela 4.2 mostra os índices $P_D[\text{estratégia}]$ associados com todas as contingências críticas listadas na tabela 4.1, as quais, de acordo com o estabelecido no terceiro parágrafo da seção 4.1, correspondem às 9 primeiras contingências. Embora a estratégia [A] reduza consideravelmente o índice de risco P_D , ela não resolve a criticidade da contingência 6-10. Por outro lado, o procedimento [C] de corte de carga reduz *mesmo* os riscos, mas ele pode provocar um impacto muito alto em termos de custos de interrupção sofrida pelos consumidores.

Tabela 4.2: Análise de Contingências e Estratégias (Sistema IEEE-RTS).

CONTINGÊNCIA	$P_D[A]$	$P_D[B]$	$P_D[C]$	$P_D[D]$
6-10	1,0000	1,0000	0,0800	0,0000
7-8	0,6630	0,7450	0,3235	0,0000
14-16	0,4795	0,2190	0,0050	0,1970
15-24	0,4265	0,4890	0,0655	0,1220
3-24	0,4265	0,4890	0,0655	0,1220
10-11	0,0000	0,0010	0,0000	0,0000
10-12	0,0000	0,0005	0,0000	0,0000
9-11	0,0000	0,0005	0,0000	0,0000
9-12	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

A inclusão de um circuito extra (cabo) entre 6-10, aparentemente é a melhor medida remediadora, mas ela pode ser muito cara e exige estratégias adicionais de expansão. De qualquer modo, o índice P_D pode ser usado na fase de planejamento da operação/expansão, a fim de encontrar a melhor solução levando em conta riscos e custos aceitáveis. Em relação ao esforço computacional, os resultados nas tabelas 4.1 e 4.2 foram obtidos usando 2.000 simulações/amostra, com o método da extração quadrática e despacho proporcional ao caso base. A análise de cada contingência gastou, em média, 40 minutos, com um microcomputador Pentium I - 150 MHZ.

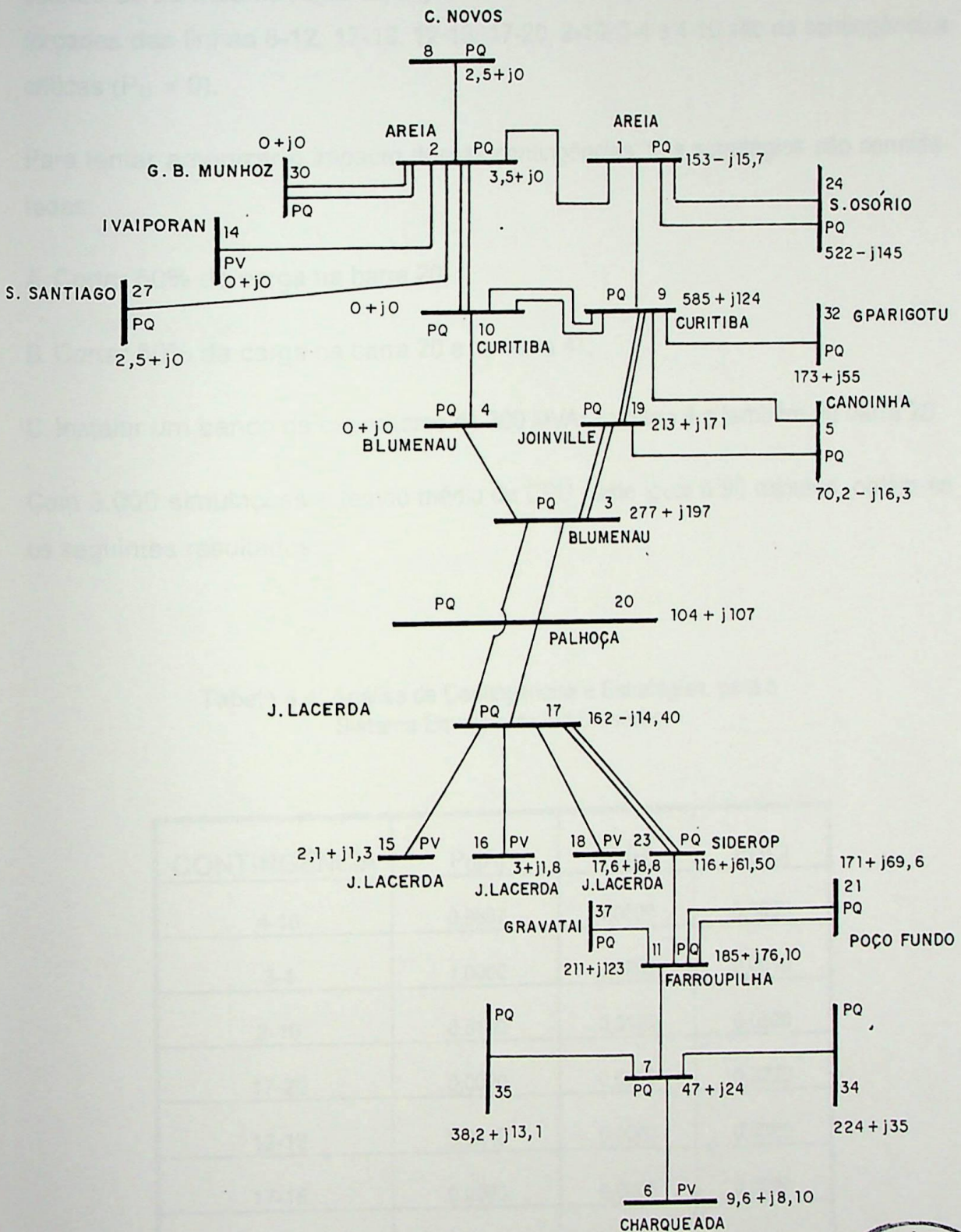
4.3.2 Sistema equivalente sul brasileiro (52 barras):

Serão avaliados os dois índices de risco propostos na seção 4.2: P_D e $E[\lambda_{col}]$. Estes índices são calculados para uma lista de contingências abrangendo as barras próximas à barra 20 (vide figura seguinte que reproduz a figura 2.2), que é a barra mais crítica para o sistema intacto, conforme já calculado na seção 3.3 do capítulo anterior; e outras barras relevantes do sistema, com 3.000 simulações/amostra. Considera-se que as incertezas nas cargas são variáveis aleatórias independentes gaussianas. Não são levados em consideração os limites da potência ativa gerada ($P_G MÁX.$ da barra).

Tabela 4.3 : Análise de Contingências e Índices de Risco - Sistema Equivalente Sul - Distribuição Gaussiana

CONTINGÊNCIA	P_D	$E[\lambda_{col}]$
4-10	1,0000	-
3-4	1,0000	-
2-10	0,9797	1,0068
17-20	0,6130	1,0130
12-13	0,2260	1,0140

17-18	0,0770	1,0250
8-12	0,0383	1,0262
13-27	0	1,0462
2-8	0	1,0531
1-2	0	1,0963
11-23	0	1,1286
21-22	0	1,1332
3-17	0	1,1370
9-10	0	1,1383
2-14	0	1,1385
9-19	0	1,1410
14-27	0	1,1440
11-37	0	1,1453
2-27	0	1,1475
16-17	0	1,1537
15-17	0	1,1549
3-20	0	1,1564
3-19	0	1,1564
1-9	0	1,1573
34-38	0	1,1640
1-24	0	1,1644
2-30	0	1,1651
12-37	0	1,1657
7-11	0	1,1662
7-35	0	1,1668
11-21	0	1,1677
7-34	0	1,1690
17-23	0	1,1707
21-29	0	1,1711
34-37	0	1,1711



Reprodução da Figura 2.2: Área Vizinha à Barra 20, no Sistema Equivalente Sul Brasileiro.



A tabela 4.3 está classificada da contingência mais crítica para a menos crítica, baseando-se na mesma regra da seção 4.2. Desta lista pode-se concluir que as saídas forçadas das linhas 8-12, 17-18, 12-13, 17-20, 2-10, 3-4 e 4-10 são as contingências críticas ($P_D \neq 0$).

Para tentar amenizar o impacto dessas contingências, três estratégias são consideradas:

- A. Cortar 50% da carga na barra 20;
- B. Cortar 50% da carga na barra 20 e na barra 47;
- C. Instalar um banco de capacitores de 300 MVar na barra 4 e também na barra 20.

Com 3.000 simulações e tempo médio de CPU gasto igual a 90 minutos, obtêm-se os seguintes resultados:

Tabela 4.4: Análise de Contingências e Estratégias, para o Sistema Equivalente Sul Brasileiro

CONTINGÊNCIA	$P_D[A]$	$P_D[B]$	$P_D[C]$
4-10	0,9887	1,0000	0,0000
3-4	1,0000	0,6203	0,0010
2-10	0,5100	0,9123	0,0000
17-20	0,0000	0,0000	0,0220
12-13	0,0410	0,0000	0,0000
17-18	0,0000	0,0000	0,0000
8-12	0,0097	0,0000	0,0000

Uma medida corretiva, a longo prazo, que o planejamento poderia estudar, seria a viabilidade de reforçar a linha Blumenau-Curitiba, pela estratégia de construir um circuito extra entre 3-4 e entre 4-10, a qual foi testada e possui $P_D[\text{estratégia}]=0$.

Da tabela 4.4, pode-se concluir que, das alternativas propostas, a melhor é a estratégia C.

4.3.3 Sistema IEEE/118 barras:

As incertezas nas cargas são variáveis aleatórias independentes gaussianas. Foram selecionadas as mesmas contingências citadas em [GDA99]:

Tabela 4.5: Análise de Contingências e Índices de Risco, para o Sistema de 118 Barras/IEEE Distribuição Gaussiana

CONTINGÊNCIA	$E[\lambda_{col}]$
8-9	1,5935
9-10	1,6081
100-103	1,6950
38-65	1,7351
11-13	2,0329
26-30	2,0544
69-75	2,0893
4-5	2,1275
22-23	2,1735
15-17	2,1864
25-27	2,1928
30-38	2,2030
64-65	2,2108
17-18	2,2114

1-3	2,2148
23-32	2,2256
17-113	2,2286
3-5	2,2341
21-22	2,2498
8-30	2,2671
5-6	2,2761
4-11	2,2848
2-12	2,2885
23-25	2,2919
88-89	2,3055

Na tabela 4.5, para todas as contingências listadas o índice P_D vale zero. Os resultados foram obtidos com 1.000 simulações/amostra. O esforço computacional *médio* para cada contingência é de 120 minutos (microcomputador Pentium I, 150 MHz), mas com uma dispersão (*espalhamento*) muito significativa (para mais ou para menos do valor médio) entre as contingências analisadas. Em todas as tabelas apresentadas até agora neste capítulo, o número máximo admitido de iterações dos fluxos de carga foi de 20 iterações.

4.3.4 Contingências com outros tipos de incertezas

Considerando que as cargas possam assumir outros dois tipos de incertezas, distribuição uniforme e distribuição discreta, *definidas tal como em 3.3.2*, estão reproduzidas na tabela 4.6 a seguir as 15 contingências com maior grau de criticidade, quando as cargas são variáveis aleatórias independentes gaussianas, tomando como referência a tabela 4.1 (sistema IEEE-RTS modificado como em 4.3.1, 2.000 simulações). A partir dessa distribuição gaussiana, serão descritas as incertezas uniformes e discretas.

Tabela 4.6: Análise de Contingências e Índices de Risco - Sistema IEEE-RTS - Distribuição Gaussiana.

CONTINGÊNCIA	P_D	λ_{col}	$E[\lambda_{col}]$
6-10	1,0000	-	-
7-8	0,9495	-	1,0092
15-24	0,9295	-	1,0104
3-24	0,9205	-	1,0093
14-16	0,7075	-	1,0136
10-11	0,4110	-	1,0209
10-12	0,2445	1,01841	1,0242
9-11	0,0250	-	1,0323
9-12	0,0020	1,0586	1,0583
12-13	0	1,0698	1,0684
11-14	0	1,0776	1,0754
11-13	0	1,0790	1,0772
4-9	0	1,0950	1,0974
12-23	0	1,1011	1,0975
1-2	0	1,1155	1,1139

1. Distribuição Uniforme: todas as cargas do sistema são variáveis aleatórias independentes que obedecem a distribuição uniforme. As contingências listadas na tabela 4.7 seguinte se encontram classificadas em grau decrescente de criticidade, segundo a regra e os índices de risco propostos em 4.2. Pode-se observar que nas 6 primeiras contingências e na oitava, o caso determinístico (ponto de operação inicial dado ou caso base) não consegue convergência para o colapso de tensão. A primeira contingência (6-10) é a mais crítica de todas: nela, a probabilidade de não convergência dos pontos de operação iniciais sorteados pelo

método de Monte Carlo, vale 100%; além disto, o ponto de operação inicial determinístico não converge. Em consequência, não há definição para os valores de λ_{col} e de $E[\lambda_{col}]$.

Tabela 4.7: Análise de Contingências e Índices de Risco - Sistema IEEE-RTS - Distribuição Uniforme

CONTINGÊNCIA	P_D	λ_{col}	$E[\lambda_{col}]$
6-10	1,0000	-	-
7-8	0,8035	-	1,0228
15-24	0,8015	-	1,0231
3-24	0,7865	-	1,0227
14-16	0,6060	-	1,0259
10-11	0,44750	-	1,0352
10-12	0,3355	1,0184	1,0421
9-11	0,1355	-	1,0500
9-12	0,0526	1,0586	1,0643
12-13	0,0325	1,0698	1,0722
11-14	0,0280	1,0776	1,0770
11-13	0,0130	1,0790	1,0786
12-23	0	1,1011	1,0993
4-9	0	1,0950	1,1039
1-2	0	1,1155	1,1138

Comparando a tabela 4.7 com a tabela 4.6, verifica-se que houve troca de posições entre as contingências 4-9 e 12-23. Neste caso a diferença numérica é desprezível. Pode-se afirmar que ambas as tabelas apresentam o mesmo posicionamento quanto à classificação (*ranking*) das 15 contingências mais críticas. Quanto aos respectivos valores numéricos apresentados por essas tabelas, observa-se que quando o caso base determinístico converge, para a distribuição gaussiana e para a distribuição uniforme, os valores determinísticos e os valores probabilísticos de λ (λ_{col} e $E[\lambda_{col}]$, respectivamente) estão bastante próximos um do outro. Nas tabelas apresentadas, não aparecem todas as contingências possíveis de ocorrer na rede IEEE-RTS, mas foi feito um estudo à parte com as demais contingências, e essa tendência confirmou-se.

2. Distribuição Discreta: todas as cargas do sistema RTS/IEEE seguem uma distribuição discreta de probabilidades. A tabela seguinte lista e classifica em ordem decrescente de criticidade segundo a regra e índices de risco propostos em 4.2, as seguintes contingências:

Tabela 4.8: Análise de Contingências e Índices de Risco - Sistema IEEE-RTS - Distribuição Discreta

CONTINGÊNCIA	P_D	λ_{col}	$E[\lambda_{col}]$
6-10	1,0000	-	-
7-8	0,9985	-	1,0032
3-24	0,9850	-	1,0047
15-24	0,9810	-	1,0050
14-16	0,7285	-	1,0082
10-11	0,3065	-	1,0149
10-12	0,1160	1,0184	1,0215
9-11	0,0010	-	1,0403

9-12	0	1,0586	1,0590
12-13	0	1,0698	1,0699
11-14	0	1,0776	1,0778
11-13	0	1,0790	1,0787
4-9	0	1,0950	1,0962
12-23	0	1,1011	1,1012
1-2	0	1,1155	1,1155

Novamente, a contingência 6-10 é a mais crítica de todas e nas seis primeiras contingências e na oitava, o ponto de operação inicial determinístico não converge para a condição de colapso de tensão. Na tabela, pode ser observado que quando o caso base determinístico (caso base dado) converge, o valor determinístico λ_{col} se aproxima bastante do valor numérico do parâmetro probabilístico $E[\lambda_{col}]$. Esta observação da distribuição discreta, vem se ajuntar à conclusão já anotada sobre as distribuições gaussiana e uniforme, e permite que se proponha a seguinte conclusão geral: independentemente da distribuição de probabilidades (se gaussiana, uniforme ou discreta) se para a contingência sob estudo o caso base converge, então, o valor determinístico de λ_{col} é igual ao valor esperado ou médio de λ_{col} na análise probabilística ($E[\lambda_{col}]$). Em relação às tabelas 4.6 e 4.7, as contingências 3-24 e 15-24 estão ordenadas inversamente na tabela 4.8.

4.3.5 Ponto de colapso versus tempo computacional

Das tabelas 4.1, 4.3, 4.5, 4.6, 4.7 e 4.8 pôde ser verificado na execução computacional das contingências, que o valor numérico de $E[\lambda_{col}]$ é bastante próximo do valor de λ_{col} , quando o caso base determinístico converge, para cada tipo de distribuição de probabilidades tomado separadamente. Ou seja, o valor do carregamento

médio obtido pela análise probabilística com o método de Monte Carlo, com um número suficientemente grande de simulações, pode ser considerado como o valor do carregamento obtido deterministicamente no caso-base. Isso é válido no cálculo da criticidade da contingência se o cálculo do colapso de tensão do caso-base convergir.

Para ilustrar o que foi afirmado no parágrafo anterior, seja, da tabela 4.1, a contingência 1-3 avaliada deterministicamente, no caso base, e probabilisticamente pelos sorteios de Monte Carlo:

Tabela 4.9: Comparação de Desempenho do Esforço Computacional para uma Contingência do Sistema IEEE-RTS.

Análise	Simulações	$E[\lambda_{col}]$	λ_{col}	Barra Crítica (Probabilidade)	Tempo de CPU
Probabilística	2.000	1,1760	-	3 (68%)	24 minutos
Determinística	-	-	1,1795	3 (-)	0,02 minuto

Conclui-se pelos resultados mostrados nas tabelas 4.1, 4.3, 4.5, 4.6, 4.7 e 4.8, que o cálculo do valor esperado da margem de carga associada a cada contingência, pode ser efetivamente obtido pela técnica determinística.

4.4 Contingências em Unidades da Geração

Para o estudo dessas contingências foi escolhido o sistema IEEE-RTS, com sua configuração e dados de entrada originais, conforme figura 2.1.

As barras de geração estão definidas conforme tabela 4.10 seguinte.

Tabela 4.10: Potência Gerada Máxima Entre as Unidades de Geração, no Sistema IEEE-RTS.

BARRA	(NO. DE UNIDADES) X (PGMAX) [MW]	PGMAX TOTAL [MW]
1	$(2 \times 20) + (2 \times 76)$	192
2	$(2 \times 20) + (2 \times 76)$	192
7	3×100	300
13	3×197	591
15	$(1 \times 155) + (5 \times 12)$	215
16	1×155	155
18	1×400	400
21	1×400	400
22	6×50	300
23	$(2 \times 155) + (1 \times 350)$	660

4.4.1 Contingências selecionadas

1. Saída das 2 unidades de 20 MW da barra 1 e de 1 unidade da barra 7.
2. Saída das 2 unidades de 76 MW da barra 1 e de 1 unidade de 7.
3. Saída das 4 unidades da barra 2 e das 6 unidades de 50 MW da barra 22.
4. Saída da unidade de 350 MW da barra 23 e da unidade de 400 MW da barra 18.
5. Saída das 3 unidades da barra 13.
6. Saída da unidade de 155 MW da barra 15 e das 2 unidades de 20 MW da 2.
7. Saída das 3 unidades da barra 7 e das 6 unidades da barra 22.
8. Saída da unidade de 400 MW da barra 18.
9. Saída das 4 unidades da barra 1 e das 3 unidades da barra 7.

4.4.2 Resultados dos testes

Na tabela 4.11 abaixo é mostrado que a contingência 3 (saída das 4 unidades da barra 2 e das 6 unidades de 50 MW da barra 22) é a mais crítica, com $P_D = 100\%$ (o caso-base determinístico não converge e nem tampouco nenhum dos casos bases sorteados). Em seguida, vem a contingência 9 que possui o fator de carregamento médio (1,07578) menor do que o das demais contingências. Na contingência 5, $E[\lambda_{col}] = 1,31890$, mas ela não tem o caso base determinístico convergido, e sua barra mais crítica é a barra 8 com 36% de probabilidade.

Tabela 4.11: Avaliação de contingências na geração, para o sistema IEEE-RTS.

Contingência	Análise Determinística		Análise Probabilística			
	λ_{col} Caso Base	Barra Crítica do Caso Base	$E[\lambda_{col}]$	Barra Crítica e Probabilidade	P_D	CPU [min.]
1	1,336387	8	1,33516	8 (100%)	0	36
2	1,271411	8	1,27040	8 (99%)	0	40
3	-	-	-	-	1	-
4	1,421050	6	1,41948	6 (57%)	0	45
5	-	-	1,31890	8 (36%)	0	102
6	1,406196	6	1,40535	6 (76%)	0	39
7	1,103580	7	1,11569	8 (81%)	0	24
8	1,431196	6	1,42965	6 (55%)	0	35
9	1,063607	7	1,07578	7 (96%)	0	20

Baseando-se na regra estabelecida na seção 4.2 para os índices de risco, a classificação para as contingências enumeradas na tabela 4.8, fica, em ordem decrescente de criticidade, como segue:

Tabela 4.12: Classificação em Ordem Decrescente das Contingências Seleccionadas do Sistema RTS/IEEE.

Contingência	3	9	7	2	5	1	6	4	8
Classificação	1	2	3	4	5	6	7	8	9

1. Estes resultados, de fato, já eram esperados considerando-se que da capacidade de geração total instalada de 3.405 MW, somente 20% é fornecida no nível de 138 KV. Para citar um exemplo, a contingência 3 penaliza diretamente a alimentação da barra mais crítica (barra 6, situada no nível de 138 KV) e, por consequência, torna-se a contingência mais crítica. O mesmo pode ser dito sobre a contingência 9 (segunda mais crítica) que penaliza MW gerados no nível de 138 KV. Um contra-exemplo é a contingência 8 (a menos crítica dentre as seleccionadas). Generalizando, pode-se afirmar: as contingências que retiram MW gerados na área de 138 KV (região sul do RTS, a mais deficiente na geração de MW), têm mais chances de possuir índices de criticidade maiores do que aquelas que retiram MW gerados na região de 230 KV.
2. Pode ser observado que os valores das primeiras colunas das análises determinística e probabilística, na tabela 4.8, estão bastante próximos um do outro, quando $P_D = 0$. O mesmo ocorreu na tabela 4.1. Isto pode significar uma enorme economia no esforço computacional, o que é sempre bem-vindo e desejável, sem comprometer a ordem das contingências em que $P_D = 0$.
3. **Conclui-se** que quando o único objeto de estudo for a classificação (*ranking*) das contingências, se $P_D = 0$ e se a avaliação do colapso de tensão do caso-base dado convergir, em vez da abordagem probabilística com um número suficientemente grande de simulações, o que implica em um custo elevado de esforço computacional, aplica-se a abordagem determinística para o cálculo de λ_{col} . Isso também foi observado na subseção 4.3.4. Pode ser citado como exemplo para ilustrar essa afirmação, o caso da contingência 4, conforme descrito na tabela seguinte:

Tabela 4.13: Tabela Comparativa entre a Análise Probabilística e a Análise Determinística, para a Contingência 4 no Sistema RTS/IEEE.

Análise	Simulações	$E[\lambda_{col}]$	λ_{col}	Barra Crítica (Probabilidade)	Tempo de CPU
<i>Probabilística</i>	3.000	1,41948	-	6 (57%)	45 min.
<i>Determinística</i>	-	-	1,42105	6 (-)	0,02 min.

4.5 Conclusões

Deve-se anotar que em todos os testes realizados nesse capítulo, o número máximo admitido de iterações na convergência dos fluxos de carga foi igual a 20 iterações.

Uma das principais conclusões, se não a principal, tirada desse capítulo, é que no caso específico de análise de contingências, o valor determinístico do fator de carregamento pode ser considerado em substituição ao valor médio (esperado) do mesmo, seja a incerteza (nas cargas) gaussiana, uniforme ou discreta. Mas isto só é válido se o cálculo do colapso de tensão do caso-base (através da execução de seguidos fluxos de carga acompanhando o aumento no carregamento do sistema até atingir o colapso) convergir. Este fato poderia habilitar a técnica para avaliação *on line* de contingências.

Confirmou-se que o método da extrapolação quadrática, com despacho proporcional ao caso base, é uma ferramenta eficaz para o estudo de contingências envolvendo geração e transmissão, e para avaliar as melhores medidas remediadoras ou corretivas possíveis. Esta confirmação habilita os índices de risco propostos, $E[\lambda_{col}]$ e P_D , para avaliar satisfatoriamente as contingências no sistema de potência.

CAPÍTULO 5

MÁXIMA TRANSFERÊNCIA DE POTÊNCIA

5.1 INTRODUÇÃO

A necessidade de mais eficiência na produção e distribuição de energia tem levado à reestruturação dos setores de energia em muitos países, com ênfase na competição e investimentos privados. Hoje em dia, o grau de interligação entre as concessionárias está em nível crescente, resultando sistemas cada vez mais interligados. Isto leva, entre outras coisas, a um maior compartilhamento de recursos e ajustes mútuos nas ocasiões de emergência. Há tempo, têm sido reconhecidos os efeitos benéficos de natureza econômica que as interligações promovem, bem como seu impacto favorável sobre a segurança do sistema [FS96].

Nota-se no setor elétrico mundial um interesse emergente de grupos empresariais da iniciativa privada em investir na produção de energia elétrica, seja ela de fonte hidrelétrica (destaque para as pequenas centrais hidrelétricas), termelétrica (principalmente as usinas a gás), eólica, solar e de outras fontes alternativas. Cria-se assim, em escala, um ambiente competitivo, com geração de energia disponível mas que não estava sendo aproveitada e, por fim, acesso à transmissão, resultando um modelo com alto grau de interligação e com crescentes transferências entre os blocos geração-transmissão das diversas empresas envolvidas na produção de energia. Por razões óbvias, não é nem viável e nem econômico construir sistemas de transmissão independentes para cada par geração-carga [MMG97b].

Essa situação do mercado tem como resultante as crescentes transferências de energia entre as empresas envolvidas — as que já atuavam (empresas estatais e empresas estatais que foram privatizadas) e as que estão entrando agora no mercado de produção (grupos empresariais privados). Como os intercâmbios aumentam, as interligações podem ser usadas em sua capacidade. Esta realidade tem trazido para o foco das atenções as limitações práticas das interligações e o problema associado da *capacidade de transferência de potência* (CTP).

Portanto, o uso compartilhado do sistema de transmissão pelas concessionárias é uma necessidade, promovendo assim uma abertura do acesso de energia, para essas empresas que estão entrando no mercado com suas gerações próprias, e para o sistema como um todo. Claramente, conclui-se que uma das conseqüências do processo de acesso aberto constitui-se no aumento da transferência de energia entre as empresas, num ambiente empresarial competitivo.

Também, deve-se levar em consideração que nos países industrializados, as taxas de crescimento da carga e as restrições operativas não têm estimulado a adição de novos equipamentos de transmissão. Quanto aos países em desenvolvimento, os limites de investimento oficial para o orçamento do setor de energia devido às dificuldades econômicas juntamente com o rápido crescimento da carga, têm ocasionado um uso mais intensivo dos equipamentos de transmissão existentes [MMG97b].

Estes aspectos têm motivado o desenvolvimento de metodologias para avaliar as capacidades existentes de transferência de potência e margens de transmissão. Um aspecto-chave no cálculo da máxima CTP refere-se às limitações físicas e operacionais do sistema de transmissão, tais como os níveis de tensão de barra. Também, quando os sistemas de potência tornam-se mais pesadamente carregados, os fenômenos de colapso de tensão são mais prováveis de ocorrer, especialmente em sistemas com linhas de longa distância. Uma outra importante questão relativa à avaliação da CTP é o impacto da otimização do controle, incluindo o rescalonamento da potência ativa de geradores, ajustes nas tensões terminais, alterações nos *taps* em transformadores *OLTCs*, etc. O cálculo da CTP tem sido apresentado como uma tarefa complexa para ambas as equipes de planejamento e de operação. Na base das indicações apontadas em [EPRI91], a EPRI desenvolveu um pacote computacional abrangente, o qual possibilita a avaliação da máxima CTP em sistemas de po-

tência interligados. Esta nova abordagem é baseada num fluxo de potência AC ótimo com restrições de segurança, e ela está principalmente objetivada em aplicações em tempo real dentro de um fundamento determinístico.

Este capítulo apresenta o estado da arte sobre a CTP, propõe uma metodologia para sua avaliação probabilística através do estudo da máxima CTP, tanto para a potência ativa como para a potência reativa transferidas. Para isto é feito uso do algoritmo probabilístico computacional utilizado até agora neste trabalho, no qual se observa o problema do colapso de tensão. O sistema teste IEEE-RTS é modelado de acordo com esta metodologia e são apresentados os resultados de aplicação da mesma, considerando a CTP como uma variável aleatória.

5.2 Estado da Arte

Capacidade de Transferência de Potência – CTP, é definida [FS96] como a capacidade de uma rede de transmissão fornecer o tráfego confiável de energia elétrica de áreas de suprimento para áreas de demanda. CTP é uma questão de interesse para os planejadores do sistema, assim como para os operadores do sistema.

Tradicionalmente, determinava-se a capacidade de transferência pelos métodos do Fator de Distribuição de Transferência de Potência (FDTP). Estes métodos são baseados em um modelo de rede DC (fluxo de potência DC) e incorporam os limites de carregamento do circuito. Hoje, os métodos de FDTP são considerados inadequados para a análise da capacidade de transferência, porque o modelo de rede DC não é capaz de capturar problemas associados com a tensão do sistema e o suporte de potência reativa.

Vários relatórios e artigos técnicos têm sido publicados sobre este assunto. Uma análise abrangente de questões associadas com a CTP está relatada em [EPRI91]. Baseando-se nas diretrizes relatadas nesta referência, seus autores apresentam um programa abrangente para análise da CTP sob o patrocínio da EPRI, que focaliza o desenvolvimento de um modelo determinístico da transferência de potência para aplicação em tempo real. Entretanto, do ponto de vista de planejamento do sistema de potência, é necessário abordar a questão como um problema probabilístico.

A necessidade de uma abordagem probabilística para a análise da CTP tem sido reconhecida desde o início dos anos 70. O primeiro modelo probabilístico para a análise da capacidade de transferência apareceu em 1975 [HK75]. Ele estava baseado no modelo do fluxo de potência linearizado e na suposição de que a CTP é uma variável aleatória obedecendo a distribuição normal e afetada somente pela reserva da geração distribuída normalmente. Assim, os valores esperados e a variância da CTP podiam ser calculados diretamente baseando-se nas equações lineares da rede. Entretanto, a suposição de que a CTP é normalmente distribuída não é verdadeira nos sistemas de potência em operação. Em [PJM89, LDPLK85] foi proposto um método alternativo para capturar a natureza probabilística da capacidade de transferência. Ao invés de avaliar diretamente a distribuição de probabilidade da capacidade de transferência, os autores avaliaram a taxa de falha do sistema sob um certo nível de transferência de potência usando técnicas modernas de análise de confiabilidade de transmissão composta. Na verdade, este método não forneceu informação da distribuição de probabilidade da capacidade de transferência. A fim de capturar a natureza probabilística da CTP, as referências [EPRI91, SDF93] propuseram um modelo probabilístico para sua análise, baseado na simulação de Monte Carlo.

Na referência [SF93] é proposto um método prático de análise probabilística da CTP baseado na *técnica da enumeração*. A implementação bem sucedida deste método para a análise de confiabilidade de sistema de potência de grande porte [EPRI88], demonstra que esta ferramenta é prática e adequada para a análise da CTP deste tipo de sistema.

Em aplicações de planejamento, por causa da natureza essencialmente estocástica do comportamento dos sistemas de potência, principalmente devido às saídas aleatórias de equipamentos e variações de carga, é muito importante calcular a CTP em um ambiente de incertezas. Técnicas de confiabilidade têm sido aplicadas para avaliar a capacidade de transferência (de potência) probabilística. Por exemplo, em [LDPLK85], como já comentado aqui, um fluxo de carga DC acoplado com um algoritmo de ação remediadora de programação linear, foi usado para quantificar o efeito relativo das contingências na transmissão sobre a capacidade de transferência.

Os métodos usados para selecionar e analisar os estados do sistema nos estudos da CTP são fundamentalmente distintos. Os métodos baseados na enumeração pa-

reem ser mais eficientes quando o número de estados prováveis/severos é relativamente pequeno [FS96]; esta situação é típica de análise *pura* de contingências na transmissão. Por sua vez, os métodos de Monte Carlo [SDF93] parecem ter um desempenho melhor, quando o número de combinações de saídas forçadas que contribuem para os problemas do sistema, é potencialmente maior. Esta situação é mais freqüentemente encontrada na avaliação de contingências compostas (geração e transmissão), especialmente em sistemas de grande porte [PB92].

Embora o uso da simulação de Monte Carlo no cálculo da CTP seja proposto em [EPRI91], não houve nenhuma tentativa anterior para combinar o método de Monte Carlo com a modelagem da rede AC completa, principalmente por causa das dificuldades computacionais que podem acontecer quando da aplicação de tal técnica a sistemas de potência de grande porte interligados.

Em [FS96], a metodologia proposta para a análise probabilística da CTP, também fornecendo suas distribuições amostrais associadas, baseia-se na abordagem da enumeração sucessiva e, para cada estado selecionado, a máxima transferência de potência é determinada através do uso de um fluxo de potência AC ótimo. Nessa técnica probabilística, todas as áreas de um sistema de potência de grande porte são divididas em três grupos: (a) área de estudo na qual a capacidade de transferência é estudada; (b) áreas que participam da transferência e (c) áreas externas que não têm transações diretas com a área de estudo ou tenham transações fixas com a área de estudo. O problema da análise geral da CTP procura determinar a máxima transferência de potência *para* ou *da* área de estudo, sob carga e condições especificadas do sistema. Um índice de performance baseado no procedimento de seleção de contingências é aplicado dentro das áreas de estudo e das áreas participantes da transferência para classificar ordenadamente aquelas contingências que afetarão a capacidade de transferência. A ordem de classificação das contingências é utilizada através de uma variação do diagrama de Wind Chime para contingências selecionadas, as quais são então avaliadas através de um algoritmo de fluxo de potência ótimo. Em seguida, a distribuição de probabilidade da CTP é calculada baseada na carga elétrica, modelos de Markov de saída forçada de circuitos e de equipamentos. O sistema 24 x 3 barras IEEE-RTS é utilizado para avaliar o método proposto. Sua performance está também demonstrada em um sistema real de grande porte (2.182 barras, 8 sistemas de área).

A referência [MMG97b] descreve uma metodologia para avaliar a máxima CTP de grandes sistemas de potência interligados. A técnica proposta combina a simulação de Monte Carlo e o fluxo de potência AC ótimo resolvido por um algoritmo direto de pontos interiores. A estratégia de solução adotada consiste em aplicar o método de pontos interiores ao problema original de programação não-linear, que é o fluxo de potência ótimo. Esta estratégia é mais adequada para o propósito dos autores porque ela não depende da convergência de qualquer algoritmo de fluxo de carga – em seu esquema iterativo as equações do fluxo de carga são somente exigidas para ser atingidas na solução ótima. Também, experiências numéricas têm mostrado que os métodos diretos de pontos interiores são muito eficientes em lidar com redes de grande porte mal-condicionadas e redes com problemas de tensão.

Para cada estado do sistema selecionado, o cálculo da CTP é executado em 2 passos. O primeiro passo está relacionado com o alívio das violações operacionais em potencial a fim de conseguir um ponto de operação viável. Em seguida, a CTP é maximizada a partir do ponto de operação viável obtido no passo anterior. Estudos de caso com o IEEE RTS-96 e com uma rede de 1.600 barras derivada do sistema sul/sudeste/centro-oeste brasileiro são apresentados e discutidos. Este ambiente probabilístico fornece informação importante para melhor sustentar o gerenciamento dos contratos de intercâmbio, especialmente num mercado competitivo. No procedimento desenvolvido, problemas do sistema causados por contingências incluindo colapso de tensão também são levados em conta quando a CTP é maximizada. Uma característica interessante associada com a avaliação da CTP através da simulação de Monte Carlo, anotada pelos autores de [MMG97b], foi o relativamente pequeno tamanho da amostra exigida para obter uma estimativa precisa de seu valor esperado (menos do que 1% com 1.000 observações). Também, o esforço computacional foi bastante razoável considerando o tamanho dos sistemas analisados. Esta característica importante foi observada em todos os estudos de caso apresentados em [MMG97b], encorajando assim a aplicação prática de tal técnica, mesmo estando combinada com o fluxo de potência AC ótimo completo, para avaliação da CTP em sistemas de grande porte.

Para conseguir uma razoável precisão na estimativa da CTP probabilística, o algoritmo proposto por [MMG97b] tem que executar um número grande de estados do sistema, incluindo a combinação das saídas forçadas de geradores e circuitos, e in-

certeza na carga. Portanto, no processo de análise de contingência, especialmente ao lidar com sistemas pesadamente estressados, pode haver violações de restrições operativas, tais como, desvios da tensão de barra, sobrecargas no circuito, colapso de tensão ou problemas dinâmicos. Por causa disto, na técnica proposta, para cada estado selecionado do sistema, o cálculo da CTP é executado em dois passos, conforme já tratado aqui.

5.3 Formulação Proposta

É utilizado o mesmo algoritmo probabilístico de avaliação de risco de colapso de tensão de capítulos anteriores (3 e 4). No sistema teste a carga (ativa e reativa) permanece sendo uma variável aleatória independente gaussiana, sob nenhuma circunstância há corte de carga e o sistema não está sob contingência alguma. A máxima CTP (componentes ativa e reativa) é uma variável aleatória. Há possibilidade de modelar diferentes padrões de crescimento de demanda e diferentes políticas de despacho. A única restrição operativa é o ponto de colapso de tensão, condição esta onde ocorre a máxima CTP.

São criadas as condições para transferência de potência de um bloco *exportador* de potência para um outro bloco *importador* de potência, admitindo-se que no *exportador* as cargas permaneçam constantes em seus valores do caso base sorteado em cada simulação e as gerações de potência ativa e de potência reativa fiquem livres para crescer com o carregamento do sistema até o ponto de colapso. Simultaneamente, no bloco *importador* as gerações de potência ativa e de potência reativa ficam constantes em seus valores sorteados no caso base em cada simulação, enquanto as cargas (pelas suas componentes ativa e reativa) permanecem livres para crescer com o carregamento do sistema, no seu processo de crescimento até atingir o colapso. A *interface* entre os blocos é feita pelas linhas de interligação (*tie lines* ou linhas de *interface*).

Desta maneira, consegue-se confrontar uma área A (bloco *exportador*) liberando geração de potência ativa e de potência reativa, com uma área B (bloco *importador*) de cargas crescentes que necessitam serem alimentadas de potência ativa e de po-

tência reativa. Está montado o cenário para a transferência de potência. Com a restrição única do colapso de tensão, acrescenta-se a condição de potência máxima transferida. Como são simulações aleatórias de cargas, a potência transferida é também uma variável aleatória. Em consequência, a potência máxima transferida é, por sua vez, uma variável aleatória.

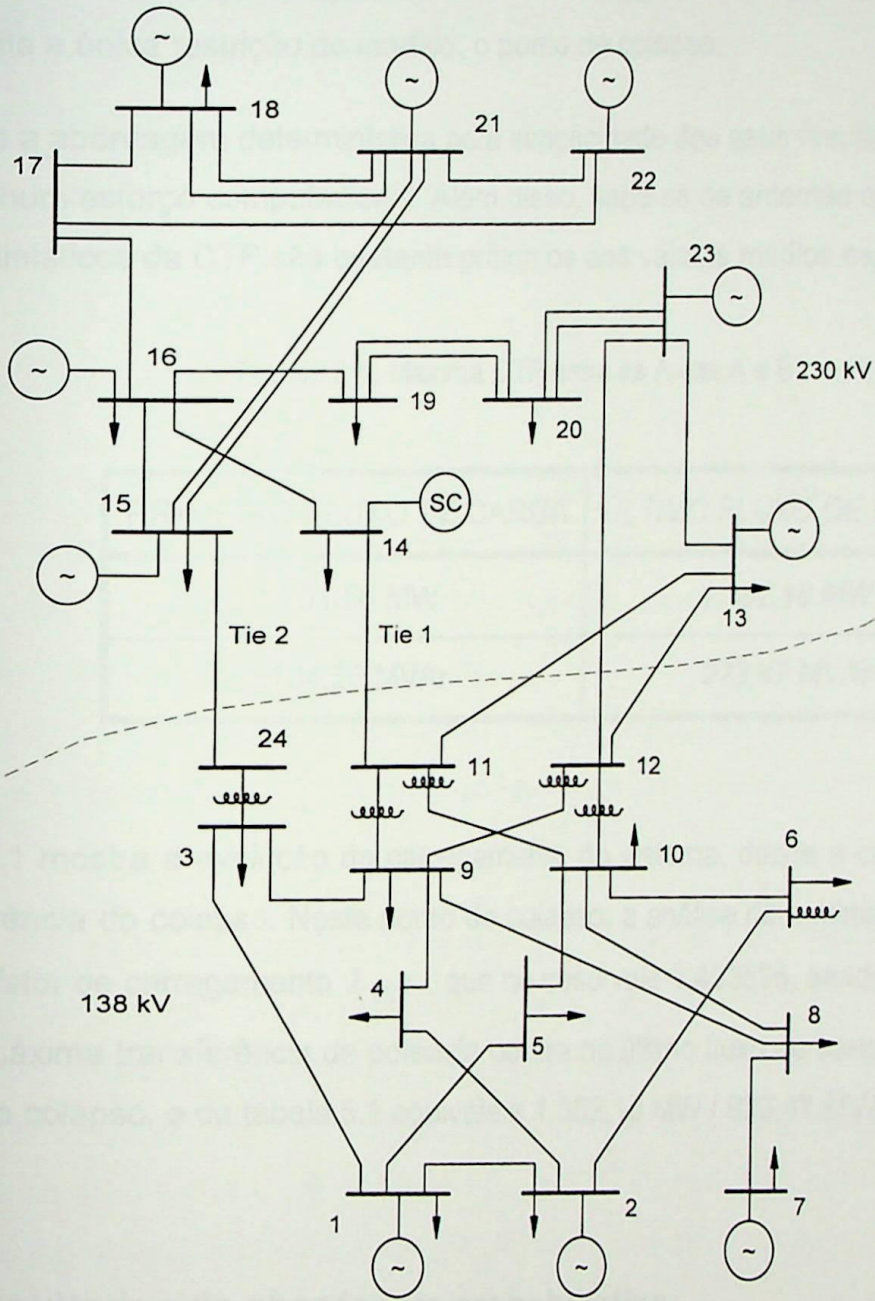
O algoritmo é bastante simples: com o cenário descrito no parágrafo anterior são executadas as simulações de Monte Carlo referentes ao número especificado nos dados de entrada. São armazenados os valores da máxima CTP fluindo nas linhas de interligação, na condição de colapso para cada simulação. Quando é atingido o número especificado de simulações, obtém-se a função densidade de probabilidade da máxima potência ativa transferida e a função densidade de probabilidade da máxima potência reativa transferida. Assim como seus respectivos valores médios esperados, desvios padrões, incertezas relativas e funções distribuição de probabilidade acumulada. Ainda são traçados os gráficos das funções densidade das máximas potências ativa e reativa transferidas.

5.4 Resultados dos Testes

5.4.1 Modelagem proposta

Para a análise da CTP é adotado para teste o sistema IEEE-RTS original de 24 barras (vide figura seguinte), com as seguintes características:

- (a) A área de 230 KV (barras de 13 a 23) é a área A;
- (b) A área de 138 KV (barras de 1 a 12 e a barra 24) é a área B;
- (c) A área A fica estabelecida como a área que *exporta* potência (MW e MVar);
- (d) B é a área que *importa* MW e MVar de A;
- (e) As linhas que fazem a *interface* entre A e B (*tie lines*) são: 15-24, 14-11, 23-12, 13-11 e 13-12;



Reprodução da Figura 2.1: Configuração da Rede IEEE-RTS.

5.4.2 Resultados da abordagem determinística

O objetivo desta subseção é único: confirmar que os valores máximos da CTP ocorrem exatamente no último fluxo de carga que converge, antes de atingir o ponto exato de singularidade (ou, ponto de bifurcação; ou, ponto de colapso). Este objetivo não contradiz a formulação proposta e nem a modelagem adotada para o sistema, pois respeita a única restrição do modelo: o ponto de colapso.

Escolhe-se a abordagem determinística pela simplicidade dos seus resultados e pelo quase nenhum esforço computacional. Além disso, sabe-se de antemão que os valores determinísticos da CTP são bastante próximos aos valores médios esperados da mesma.

Tabela 5.1: Máxima CTP entre as Áreas A e B.

PRIMEIRO FLUXO DE CARGA	ÚLTIMO FLUXO DE CARGA
751,56 MW	1.352,18 MW
104,26 MVar	923,47 MVar

A tabela 5.1 mostra a evolução do carregamento do sistema, desde a carga inicial até a ocorrência do colapso. Neste ponto de colapso, a análise determinística avalia o máximo fator de carregamento λ_{col} , que no caso vale 1,403595, sendo 6 a barra crítica. A máxima transferência de potência ocorre no último fluxo de carga executado antes do colapso, e da tabela 5.1 equivale a 1.352,18 MW / 923,47 MVar.

5.4.3 Resultados da abordagem probabilística

Na aplicação da técnica probabilística combinada com o método de simulação de Monte Carlo, e adaptada para a CTP, foram obtidos os resultados das tabelas a seguir, para 5.000 simulações/amostra, em um microcomputador Pentium III, 450 MHz.

Tabela 5.2: Máxima CTP (Potências Ativa e Reativa)
da Área A para a Área B.

MÁXIMA TRANSFERÊNCIA DE POTÊNCIA		
Valor Esperado	Desvio Padrão	Incerteza Relativa
1.353,19 [MW]	8,46 [MW]	0,000088
921,85 [MVA _r]	11,98 [MVA _r]	0,000184

As figuras 5.1 e 5.2, a seguir, apresentam os gráficos das funções densidade de probabilidade da variável aleatória *máxima CTP*, em suas componentes *máxima potência ativa* e *máxima potência reativa*, também variáveis aleatórias. Deve-se manter em mente que estes resultados de CTP foram obtidos com a única restrição de ocorrência de colapso de tensão, que não há corte de carga e que o sistema não está sob contingência. A partir dessas curvas, várias discussões podem ser estimuladas.

Na figura 5.1, se for contratada uma potência de 1.320 MW, por exemplo, não há risco algum de que ela não seja transferida. Já no caso de 1.380 MW, o risco é de 100% de que não haja transferência. Para uma transferência de 1.340 MW corre-se um risco de 6,7% de que não haja esta transferência. Essas discussões são para mostrar que a área sob a curva da figura 5.1 – e isto vale também para a figura 5.2 – representa a probabilidade (risco) da CTP (MW e MVA_r) não conseguir ser transferida.

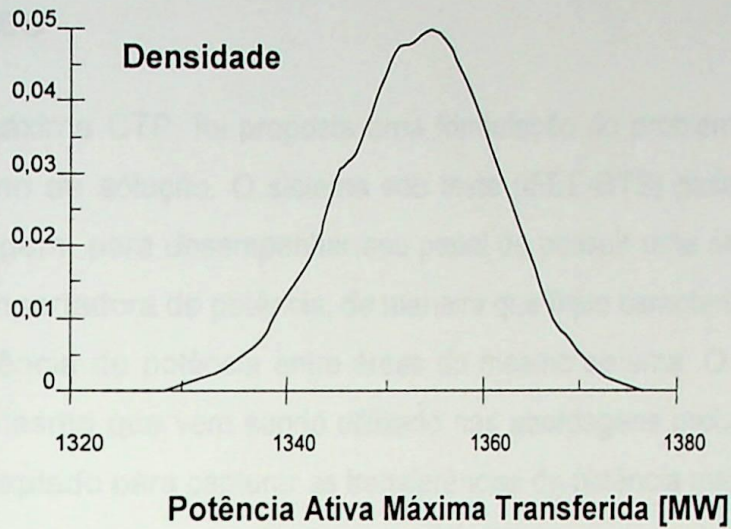


Figura 5.1: Função Densidade de Probabilidade da Máxima CTP (Potência Ativa).

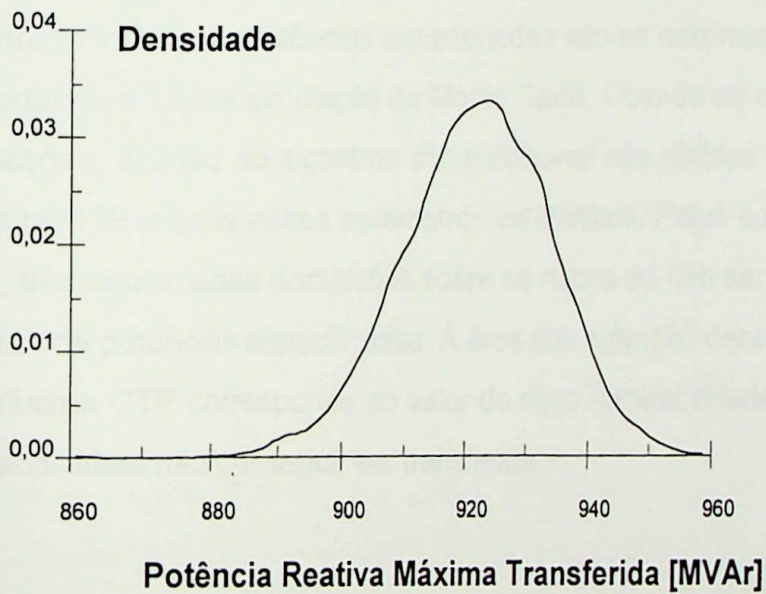


Figura 5.2: Função Densidade de Probabilidade da Máxima CTP (Potência Reativa).

Na abordagem probabilística, a barra mais crítica na condição de máxima CTP (condição de colapso) é a barra 6, com 85% de probabilidade. O tempo computacional observado foi igual a 8,60 minutos. Das tabelas 5.1 e 5.2 pode-se observar que os valores determinísticos das potências transferidas estão bastante próximos dos valores esperados (valores médios) das mesmas.

5.5 Conclusões

Para o estudo da máxima CTP, foi proposta uma formulação do problema e apresentado seu algoritmo de solução. O sistema sob teste (IEEE-RTS) passa por um processo de modelagem, para desempenhar seu papel de possuir uma área exportadora e uma área importadora de potência, de maneira que fique caracterizada uma situação de transferência de potência entre áreas do mesmo sistema. O algoritmo computacional é o mesmo que vem sendo utilizado nas abordagens probabilísticas desta tese, agora adaptado para capturar as transferências de potência máxima.

A única restrição imposta à transferência é o sistema atingir seu ponto de colapso, não há corte de carga e o sistema não está sob contingência. Poder-se-ia, sem nenhum problema adicional mais grave, estender esta análise para o sistema sob contingências, similarmente à referência [MMG97b]. Quando o ponto de colapso é atingido, são armazenadas as transferências de potências das linhas de interligação (*tie lines* ou linhas de *interface*). Essas potências armazenadas são as máximas transferidas do bloco exportador em cada simulação de Monte Carlo. Quando se completar o número de simulações, através do algoritmo computacional são obtidos a função densidade da máxima CTP e seus outros parâmetros estatísticos. Pelas curvas das funções densidade, são estimuladas discussões sobre os riscos de não ser possível efetuar transferências de potências especificadas. A área sob a função densidade de probabilidade da máxima CTP corresponde ao valor do risco (probabilidade) da potência no eixo das abscissas não conseguir ser transferida.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES

Na avaliação determinística do colapso de tensão o que se procura é uma ferramenta geralmente convencional que forneça, de maneira eficiente e com esforço computacional razoável, um índice da segurança do ponto de operação do sistema. Leva-se em consideração o nível de carregamento do sistema, o quanto a carga ainda pode crescer (margem de carga) sem que o sistema atinja o ponto de colapso de tensão, a barra mais sensível quanto a variações no carregamento (barra crítica). Neste contexto, existem, já consagrados na literatura, vários métodos determinísticos que avaliam eficientemente o fenômeno do colapso de tensão, com suas implicações subjacentes.

Para o planejamento (da operação e da expansão) do sistema, este tratamento determinístico não é abrangente o suficiente, pois não leva em consideração a natureza aleatória inerente aos sistemas elétricos de potência.

A fim de resolver este problema do planejamento, este trabalho lança mão de uma técnica baseada numa combinação do método do vetor tangente, já consagrado no tratamento determinístico, e do método de simulação de Monte Carlo. Além disto, o fluxo de potência probabilístico é adaptado naquela técnica, possibilitando o estabelecimento de índices de risco, de diferentes funções densidade de probabilidade para as cargas, estratégias para reduzir o risco, classificação (*ranking*) de contingências e máximas transferências de potência entre blocos *importadores* e *exportadores* do mesmo sistema.

O desenvolvimento desta técnica não-convencional de tratar o fenômeno do colapso de tensão para fins de planejamento da operação, é o principal objetivo deste trabalho de tese. Para atingi-lo foram tomadas diversas ações, as quais são expostas a seguir, juntamente com as principais conclusões extraídas.

- É revisto o problema do colapso de tensão. Dentre os métodos de avaliação, são escolhidos o método da continuação e o do vetor tangente com extrapolação quadrática. O primeiro por ser bastante consistente, robusto e *sempre* fornecer uma resposta; e o segundo, por possuir muitas vantagens sobre os demais (vide capítulos 2 e 3). Além dele ser bastante versátil e seu algoritmo permitir o aperfeiçoamento da extrapolação quadrática, que é um recurso que poupa bastante esforço computacional e só factível pelas peculiaridades do método do vetor tangente. São apresentados os algoritmos e aplicações do método da continuação e o do vetor tangente. Considerando uma abordagem determinística do colapso de tensão, é feita uma comparação entre os desempenhos destes dois métodos. Confirma-se que o método da continuação é mais robusto que o do vetor tangente; entretanto, quanto ao tempo computacional não foi possível determinar com segurança uma vantagem preponderante de um sobre o outro (ao contrário da hegemonia do método do vetor tangente, em termos de esforço computacional, propalada na literatura), com certeza devido ao tempo muito pequeno de CPU registrado para ambos. Como o sistema teste era de pequeno porte, isso influenciou no registro do tempo computacional. De qualquer maneira, optou-se pela ferramenta do vetor tangente com extrapolação quadrática para ser utilizada na tese.
- Na abordagem probabilística, com as várias heurísticas incorporadas ao método do vetor tangente com extrapolação quadrática, foram também inseridas no mesmo os algoritmos das políticas de despacho: o definido pela barra *swing*, o proporcional ao caso base e o despacho por ordem de mérito. Mostrou-se que a política de despacho influencia a resposta do sistema; também ficou claro que para aplicar o despacho por ordem de mérito é necessário ter o registro adequado dos custos de geração do sistema. O programa computacional, considerando todas as cargas como variáveis aleatórias independentes gaussianas com desvio padrão igual a 5%, foi aplicado aos sistemas testes IEEE-RTS original, equiva-

lente sul brasileiro e 118 barras do IEEE, com as políticas de despacho definidas uma a uma. Obtiveram-se as barras críticas, e os valores médios esperados, os desvios padrões e as incertezas relativas (coeficientes de variação) da variável aleatória *carregamento do sistema*, além dos valores de suas funções densidade de probabilidade e distribuição de probabilidade acumulada, e os gráficos das funções densidade de probabilidade.

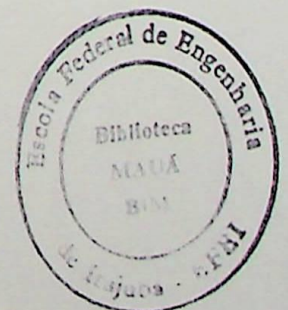
- Para um estudo mais profundo, escolheu-se o sistema IEEE-RTS estressado em 75% para, a partir de sua função densidade, construir o gráfico de quanto pode a carga crescer, admitindo-se correr um valor fixo do risco com uma certa variação no banco de capacitores instalado na barra mais crítica. Outras situações de risco foram também avaliadas, utilizando-se, ainda, da curva da função densidade de probabilidade. A obtenção destes resultados seria impossível numa análise determinística convencional.
- No estudo de contingências é que fica bastante palpável a grande competência da técnica probabilística, pela possibilidade real de classificar numa certa ordem todas as contingências possíveis de ocorrer nas linhas de transmissão, transformadores, reatores, barras de geração e unidades de geração de um sistema elétrico de potência. A classificação das contingências é efetuada pela definição de dois índices: o P_D (probabilidade de divergência ou de não-convergência dos casos bases sorteados aleatoriamente) e o valor esperado médio do carregamento quando $P_D = 0$. Durante os estudos de contingências, verificou-se que o valor esperado médio da variável aleatória *carregamento do sistema*, quando $P_D = 0$, estava bastante próximo do valor determinístico do carregamento. Isto é bastante relevante, porque poupa tempo e acelera a classificação das contingências. Para as contingências são estudadas e apresentadas possíveis ações remediadoras (cortes de carga, construção de mais linhas de transmissão, aumento da compensação reativa através da instalação de bancos de capacitores nas barras mais críticas, etc.) e seu impacto na avaliação do novo risco. Isso é somente possível com a técnica probabilística. Nessa análise de contingências, o reconhecimento da barra crítica (com sua respectiva probabilidade de ocorrência e sua região vizinha) e a localização das unidades geradoras são de importância para o planejador do sistema.

- Quando admitiu-se a possibilidade da carga possuir uma distribuição de probabilidades que não fosse a gaussiana, que fosse discreta e não contínua, a função densidade de probabilidade da variável aleatória *carregamento do sistema* passou a ter um formato bem diferente da distribuição gaussiana, mas manteve-se contínua. Este fato vem reforçar ainda mais a importância da técnica probabilística desenvolvida nesta tese, para avaliação de riscos.
- O cálculo da máxima capacidade de transferência de potência (ativa e reativa) de uma área exportadora de potência para uma área importadora de potência (áreas definidas dentro do mesmo sistema) é desenvolvido primeiramente com uma abordagem determinística, onde se conclui que a capacidade máxima de potência de transferência é obtida na condição de colapso de tensão. Esta condição fica sendo a restrição para as próximas avaliações de máxima transferência de potência desenvolvidas nesta tese. Deve-se notar, entretanto, que em nenhum passo há corte de carga. Em seguida, utilizando o algoritmo computacional probabilístico, com a carga sendo uma variável aleatória que obedece a uma função densidade, são obtidos o valor médio esperado da variável aleatória *potência máxima de transferência* (ativa e reativa), que é um valor bastante próximo da capacidade determinística, seu desvio padrão, sua incerteza relativa (coeficiente de variação) e sua função densidade de probabilidade. Através desta são estimuladas várias discussões sobre os riscos da máxima transferência de potência, somente tornadas possíveis através da técnica probabilística.

A partir da experiência obtida no desenvolvimento deste trabalho, é possível apresentar as seguintes sugestões para estudos futuros:

- Extensão do estudo levado a efeito neste trabalho para uma avaliação probabilística do colapso de tensão para sistemas compostos de geração e transmissão, modelando conjuntamente as incertezas na geração e transmissão e avaliando o risco de colapso de tensão através da simulação de Monte Carlo para o sistema composto.
- Estudo de outras representações para as cargas e de outros índices de criticidade de contingências.

- Aperfeiçoamento da avaliação probabilística da máxima transferência de potência entre áreas, considerando o problema de colapso de tensão.
- Aplicação de outras técnicas não-convencionais (redes neurais artificiais, processamento computacional paralelo), para a avaliação do risco de colapso de tensão em sistemas compostos.
- Estudar possíveis correlações estatísticas entre parâmetros ou variáveis de entrada do sistema.
- Incorporar os estudos do fluxo de potência probabilístico aos métodos atuais de planejamento e operação de sistemas, definindo a partir desses estudos índices de segurança, os quais seriam as bases das análises de risco, do custo da confiabilidade, etc., ou seja, os fundamentos de uma tomada de decisão probabilística.
- Extensão dos conceitos e medidas propostos nesta tese para serem usados numa simulação pseudo-cronológica para análise da confiabilidade composta com cargas variantes no tempo.
- Efetuar aplicações em configurações mais atualizadas do sistema elétrico brasileiro, sugerindo critérios que utilizem a metodologia proposta.



APÊNDICE A

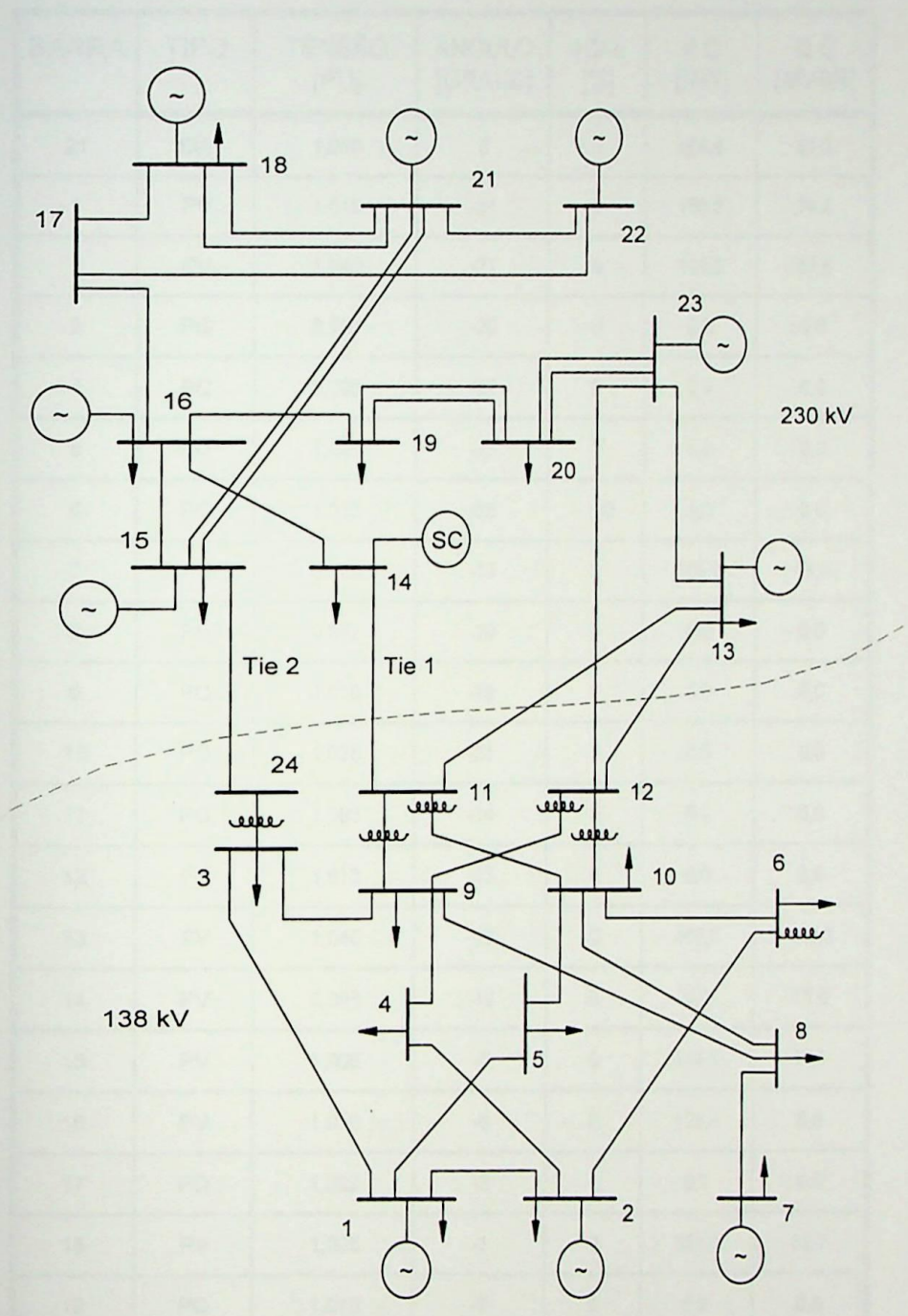
IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM

A.1 Introdução

O sistema RTS/IEEE (*IEEE Reliability Test System*), ou 24-bus IEEE-RTS [APM79] (vide figura A.1), possui 32 unidades geradoras (distribuídas entre 14 usinas), 24 barras, 33 linhas de transmissão e 5 transformadores (38 circuitos). Há 2 níveis de tensão na transmissão no IEEE-RTS, 230 KV na região norte e 138 KV na região sul. A carga de pico do sistema vale 2.850 MW da qual aproximadamente 53% é suprida em 230 KV e a restante 47% é suprida em 138 KV. A capacidade de geração instalada total é de 3.405 MW da qual somente 20% é suprida no nível de 138 KV.

A.2 Dados do Sistema

Através das tabelas seguintes são apresentados os principais dados do sistema RTS. Adicionalmente a estas tabelas informa-se que o sistema possui um compensador síncrono (SC) com capacidades -100 MVar e $+400$ MVar, instalado na barra 14, e um reator de linha de 100 MVar instalado na barra 6.



Reprodução da Figura 2.1: Configuração da Rede IEEE-RTS.

Tabela A.1: Dados de Barras do Sistema RTS-IEEE (Caso Base)

BARRA	TIPO	TENSÃO [PU]	ÂNGULO [GRAUS]	+C/-L [%]	P G [MW]	Q G [MVAR]
21	SW	1,030	0	0	389,4	61,3
1	PV	1,040	-21	0	150,6	34,8
2	PV	1,040	-21	0	150,6	20,0
3	PQ	0,983	-20	0	0,0	0,0
4	PQ	1,005	-22	0	0,0	0,0
5	PQ	1,021	-23	0	0,0	0,0
6	PQ	1,013	-25	-100	0,0	0,0
7	PV	0,990	-13	0	300,0	19,0
8	PQ	0,972	-20	0	0,0	0,0
9	PQ	1,010	-19	0	0,0	0,0
10	PQ	1,028	-21	0	0,0	0,0
11	PQ	1,003	-14	0	0,0	0,0
12	PQ	1,013	-13	0	0,0	0,0
13	PV	1,040	-10	0	487,0	148,3
14	PV	0,995	-12	0	0,0	15,0
15	PV	1,006	-5	0	144,1	13,1
16	PV	1,010	-6	0	123,4	6,6
17	PQ	1,022	-2	0	0,0	0,0
18	PV	1,025	-1	0	380,0	39,7
19	PQ	1,019	-7	0	0,0	0,0
20	PQ	1,037	-6	0	0,0	0,0
22	PV	1,050	5	0	256,9	18,5
23	PV	1,050	-5	0	507,9	106,3
24	PQ	0,986	-11	0	0,0	0,0

Tabela A.1: Dados de Barras do Sistema IEEE-RTS (Caso Base) :
CONTINUAÇÃO

BARRA	Q G MÍN. [MVAR]	Q G MÁX. [MVAR]	P G MÁX. [MW]	P C [MW]	Q C [MVAR]
21	-50	100,0	400	0,0	0,0
1	-50	62,4	192	108,3	22,0
2	-50	62,4	192	96,9	19,7
3	0	0,0	0	179,5	36,5
4	0	0,0	0	74,1	15,0
5	0	0,0	0	71,3	14,5
6	0	0,0	0	136,8	27,8
7	0	75,0	300	125,4	25,5
8	0	0,0	0	171,0	34,7
9	0	0,0	0	173,9	35,3
10	0	0,0	0	193,8	39,4
11	0	0,0	0	0,0	0,0
12	0	0,0	0	0,0	0,0
13	0	206,9	591	265,0	53,8
14	-50	200,0	0	193,8	39,4
15	-50	66,3	215	316,3	64,2
16	-50	54,3	155	99,8	20,3
17	0	0,0	0	0,0	0,0
18	-50	100,0	400	333,5	67,7
19	0	0,0	0	182,4	37,0
20	0	0,0	0	128,3	26,0
22	-60	30,0	300	0,0	0,0
23	-125	248,6	660	0,0	0,0
24	0	0,0	0	0,0	0,0

Tabela A.2: Dados de Linhas e Transformadores do Sistema IEEE-RTS.

DE	PARA	RESIST. [%]	REATÂNC. [%]	SUSCEPT. [%]	TAP [PU]
1	2	0,26	1,39	46,11	0,00
1	3	5,46	21,12	5,72	0,00
1	5	2,18	8,45	2,29	0,00
2	4	3,28	12,67	3,43	0,00
2	6	4,97	19,20	5,20	0,00
3	9	3,08	11,90	3,22	0,00
3	24	0,23	8,39	0,00	1,00
4	9	2,68	10,37	2,81	0,00
5	10	2,28	8,83	2,39	0,00
6	10	1,39	6,05	245,90	0,00
7	8	1,59	6,14	1,66	0,00
8	9	4,27	16,51	4,47	0,00
8	10	4,27	16,51	4,47	0,00
9	11	0,23	8,39	0,00	1,04
9	12	0,23	8,39	0,00	1,04
10	11	0,23	8,39	0,00	1,01
10	12	0,23	8,39	0,00	1,01
11	13	0,61	4,76	9,99	0,00
11	14	0,54	4,18	8,79	0,00
12	13	0,61	4,76	9,99	0,00
12	23	1,24	9,66	20,30	0,00
13	23	1,11	8,65	18,18	0,00
14	16	0,50	3,89	8,18	0,00
15	16	0,22	1,73	3,64	0,00
15	21	0,63	4,90	10,30	0,00
15	21	0,63	4,90	10,30	0,00
15	24	0,67	5,19	10,91	0,00



16	17	0,33	2,59	5,45	0,00
16	19	0,30	2,31	4,85	0,00
17	18	0,18	1,44	3,03	0,00
17	22	1,35	10,53	22,12	0,00
18	21	0,33	2,59	5,45	0,00
18	21	0,33	2,59	5,45	0,00
19	20	0,51	3,96	8,33	0,00
19	20	0,51	3,96	8,33	0,00
20	23	0,28	2,16	4,55	0,00
20	23	0,28	2,16	4,55	0,00
21	22	0,87	6,78	14,24	0,00

Tabela A.3: Dados das Usinas no Sistema IEEE-RTS.

Usina	Custos de Combustível [US \$ / MWh]	Barra	No. de Unidades	Por Unidade	
				P Mín. [MW]	P Máx. [MW]
1	31,74	15	5	6	12
2	44,25	1	2	10	20
3	44,25	2	2	10	20
4	16,56	1	2	30	76
5	16,56	2	2	30	76
6	26,45	7	3	60	100
7	12,54	15	1	80	155
8	12,54	16	1	80	155
9	12,54	23	2	80	155
10	23,4	13	3	80	197
11	11,82	23	1	150	350
12	6,77	18	1	200	400
13	6,77	21	1	200	400
14	5,0	22	6	16	50

APÊNDICE B

SISTEMA IEEE-RTS MODIFICADO

B.1 Introdução

O sistema IEEE-RTS modificado é derivado do sistema IEEE-RTS [APM79], já descrito no apêndice anterior, e que foi implementado neste trabalho apenas para aperfeiçoar o estudo de riscos. Com o objetivo de estressar a rede de transmissão e, portanto, criar as condições propícias aos problemas de colapso de tensão, são realizadas as seguintes modificações:

1. As capacidades de geração (de potência ativa e de potência reativa) originais e as cargas de pico são multiplicadas por 1,75 (estressamento de 75%). A capacidade instalada total torna-se 5.958,75 MW, com uma carga de pico de 4.987,50 MW;
2. O reator na barra 6 do sistema original é removido, e dois bancos de capacitores são adicionados ao sistema: na barra 3 (100 MVar) e na barra 8 (100 MVar);
3. A política de despacho (despacho proporcional ao caso base) é implementada para minimizar o desvio do ponto de operação econômico ótimo.

B.2 Dados do Sistema

Quanto aos dados de barra, basta considerar a operação dos itens 1 e 2 da seção anterior sobre os dados de barra do Apêndice A.

Já no caso dos dados de linhas e de transformadores, são os mesmos do Apêndice A.

APÊNDICE C

SISTEMA EQUIVALENTE SUL BRASILEIRO

C.1 Introdução

Este sistema corresponde a uma configuração da rede equivalente do sul do Brasil, há alguns anos atrás. Suas características de operação:

1. Regime de operação: pesado, com limites de reativo nas gerações;
2. Barra *swing*: barra 31 (GBMUNHOZ);
3. Número de Barras: 52 barras;
4. Número de linhas e de transformadores: 82 circuitos;
5. Número de barras PV: 14 barras;
6. Potência base: 100 MVA
7. Carga de pico total: 4.506,7 MW de potência ativa; 1.477,3 MVA_r e -258,8 MVA_r de potência reativa;
8. Potência de pico gerada: 4.634,4 MW (potência ativa); 372,2 MVA_r e -220,2 MVA_r (potência reativa);
9. Empresas interligadas: Eletrosul – 24 barras; CEEE – 20 barras; COPEL – 8 barras.

C.2 Dados do Sistema

Tabela C.1: Dados de Barras do Sistema Equivalente Sul.

BARRA	NOME	TIPO	TENSÃO [PU]	ÂNG. [GRAUS]	+C/-L [%]	P G [MW]	Q G [MVAR]
31	GBMUNHOZ4-	SW	1,01	51	0	801,4	13,3
1	AREIA	PQ	1,04	45	0	0,0	0,0
2	AREIA	PQ	1,01	47	-150	0,0	0,0
3	BLUMENAU	PQ	1,03	29	0	0,0	0,0
4	BLUMENAL	PQ	0,88	33	0	0,0	0,0
5	CANOINHA	PQ	1,01	27	0	0,0	0,0
6	CHARQUEA	PV	1,01	30	0	25,0	13,5
7	CHARQUEA	PQ	1,05	28	-100	0,0	0,0
8	CNOVOS	PQ	1,00	41	0	0,0	0,0
9	CURITIBA	PQ	1,03	35	-300	0,0	0,0
10	CURITIBA	PQ	0,92	37	0	0,0	0,0
11	FARROUPI	PQ	1,03	25	-300	0,0	0,0
12	GRAVATAÍ	PQ	0,93	31	-150	0,0	0,0
13	ITÁ	PQ	1,01	44	0	0,0	0,0
14	IVAIPORÃ	PV	1,00	54	0	1.000,0	0,0
15	JLACERDA	PV	1,02	24	0	25,0	21,2
16	JLACERDA	PV	1,02	24	0	33,0	27,7
17	JLACERDA	PQ	1,03	22	0	0,0	0,0
18	JLACERDB	PV	1,02	25	0	160,0	93,6
19	JOINVILL	PQ	0,97	29	0	0,0	0,0
20	PALHOÇA	PQ	0,94	22	0	0,0	0,0
21	PFUNDO	PQ	1,00	28	0	0,0	0,0
22	PFUNDO2	PV	1,00	34	0	200,0	113,6
23	SIDEROP	PQ	1,02	21	0	0,0	0,0
24	SOSORIO	PQ	1,03	40	0	0,0	0,0

25	SOSOR1A6	PV	1,00	45	0	660,0	-32,5
26	SSANTIAG	PQ	1,03	51	0	0,0	0,0
27	SSANTIAG	PQ	1,03	51	0	0,0	0,0
28	SSANTIAG4	PV	1,01	56	0	780,0	-132,0
29	XANXERE	PQ	0,97	29	0	0,0	0,0
30	GBMUNHOZ	PQ	1,01	47	0	0,0	0,0
32	GPARIGOTU	PQ	1,03	36	0	0,0	0,0
33	GPARIGOT4	PV	1,00	41	0	200,0	46,6
34	CINDUST	PQ	1,05	28	0	0,0	0,0
35	DSCRUZ1	PQ	1,05	30	0	0,0	0,0
36	ELDORADO	PQ	1,05	26	0	0,0	0,0
37	GRAVATAÍ	PQ	1,04	28	0	0,0	0,0
38	ITAUBA	PQ	1,05	35	0	0,0	0,0
39	ITAUBA1MQ	PQ	1,03	35	0	0,0	0,0
40	ITAUBA3MQ	PV	1,01	41	0	320,0	-34,3
41	JACUI-6MQ	PV	1,01	45	0	180,0	41,9
42	PALEGRE4	PQ	1,05	27	0	0,0	0,0
43	PALEGRE6	PQ	1,05	27	0	0,0	0,0
44	PALEGRE9	PQ	1,05	27	0	0,0	0,0
45	PMED-A2MQ	PV	1,01	13	0	40,0	-7,1
46	PMED-B2MQ	PV	1,01	13	0	90,0	-14,3
47	PMEDICI	PQ	1,04	12	0	0,0	0,0
48	PREAL	PQ	1,04	34	0	0,0	0,0
49	PREAL-2MQ	PV	1,01	39	0	120,0	0,8
50	QUINTA	PQ	1,04	13	0	0,0	0,0
51	SMARTA	PQ	0,97	28	0	0,0	0,0
52	VAIRES	PQ	1,01	29	0	0,0	0,0

Tabela C.1: Dados de Barras do Sistema Equivalente Sul (CONTINUAÇÃO).

BARRA	Q G MÍN. [MVAR]	Q G MÁX. [MVAR]	P C [MW]	Q C [MVAR]	P G MÁX. [MW]
31	-500	1000	0,0	0,0	1672
1	0	0	153,0	-15,7	0
2	0	0	3,5	0,0	0
3	0	0	277,0	197,0	0
4	0	0	0,0	0,0	0
5	0	0	70,2	-16,3	0
6	-50	70	9,6	8,1	36
7	0	0	47,0	24,0	0
8	0	0	2,5	0,0	0
9	0	0	585,0	124,0	0
10	0	0	0,0	0,0	0
11	0	0	185,0	76,1	0
12	0	0	1,7	0,0	0
13	0	0	0,0	0,0	0
14	0	0	0,0	0,0	2000
15	-50	60	2,1	1,3	50
16	-50	60	3,0	1,8	66
17	0	0	162,0	-14,4	0
18	-200	300	17,6	8,8	250
19	0	0	213,0	171,0	0
20	0	0	104,0	107,0	0
21	0	0	171,0	69,6	0
22	-50	75	0,0	0,0	220
23	0	0	116,0	61,5	0
24	0	0	522,0	-145,0	0
25	-300	600	0,9	0,0	1050

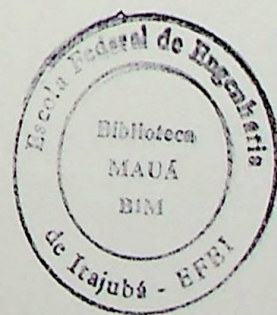
26	0	0	0,0	0,0	0
27	0	0	2,5	0,0	0
28	-400	800	0,6	0,0	1332
29	0	0	227,0	123,0	0
30	0	0	0,0	0,0	0
32	0	0	173,0	55,0	0
33	-80	120	0,0	0,0	252
34	0	0	224,0	35,0	0
35	0	0	38,2	13,1	0
36	0	0	27,6	12,6	0
37	0	0	211,0	123,0	0
38	0	0	4,3	-19,6	0
39	0	0	0,0	0,0	0
40	-120	230	0,0	0,0	375
41	-90	180	48,2	49,3	180
42	0	0	89,0	15,6	0
43	0	0	150,0	15,6	0
44	0	0	91,0	20,0	0
45	-30	70	4,3	2,2	126
46	-60	160	9,7	4,8	320
47	0	0	222,0	-47,8	0
48	0	0	72,3	3,7	0
49	-80	90	0,0	0,0	140
50	0	0	80,5	13,7	0
51	0	0	116,0	75,0	0
52	0	0	70,0	65,5	0

Tabela C.2: Dados de Linhas e Transformadores do Sistema Equivalente Sul.

DE	PARA	RESIST. [%]	REATÂNC. [%]	SUSCEPT. [%]	TAP [PU]
1	2	0,031	1,207	0,000	1,013
1	9	5,187	26,387	0,000	0,000
1	24	3,041	15,718	27,089	0,000
1	24	3,045	15,738	27,123	0,000
2	8	0,162	2,048	250,170	0,000
2	10	0,236	2,975	363,370	0,000
2	10	0,216	2,733	333,860	0,000
2	14	0,159	2,012	245,770	0,000
2	27	0,107	1,331	163,680	0,000
2	30	0,010	0,130	15,160	0,000
2	30	0,010	0,130	15,160	0,000
3	4	0,031	1,152	0,000	1,155
3	17	3,741	19,359	32,277	0,000
3	19	1,280	6,567	11,520	0,000
3	19	1,267	6,571	11,212	0,000
3	20	2,532	13,132	22,551	0,000
4	10	0,127	1,603	195,900	0,000
5	9	3,944	20,451	0,000	0,000
5	19	9,921	37,159	0,000	0,000
7	6	0,392	24,420	0,000	1,050
7	11	3,370	12,500	22,840	0,000
7	34	0,834	4,315	7,428	0,000
7	35	1,353	7,520	13,750	0,000
8	12	0,245	3,092	377,740	0,000
9	10	0,031	1,166	0,000	1,149
9	10	0,032	1,163	0,000	1,149
9	19	1,895	9,704	17,029	0,000
9	19	1,892	9,776	16,845	0,000

9	32	1,056	5,431	0,000	0,000
11	21	4,601	23,768	40,945	0,000
11	21	4,624	23,483	41,732	0,000
11	23	3,854	19,936	34,319	0,000
11	37	0,825	4,225	0,000	0,000
12	13	0,315	3,977	485,720	0,000
13	27	0,172	2,170	265,160	0,000
14	27	0,154	1,940	236,970	0,000
17	15	0,000	17,411	0,000	1,048
17	16	0,000	14,129	0,000	1,050
17	18	0,000	4,452	0,000	1,050
17	20	2,280	11,828	20,312	0,000
17	23	0,940	4,842	8,349	0,000
17	23	0,897	4,637	7,978	0,000
21	22	0,098	4,596	0,000	1,050
21	29	1,503	7,776	13,385	0,000
21	29	1,505	7,776	13,402	0,000
21	51	1,830	9,150	16,410	0,000
24	25	0,000	1,388	0,000	1,025
24	29	2,993	15,238	0,000	0,000
24	29	3,074	15,885	27,375	0,000
27	26	0,008	0,048	0,000	1,000
28	26	0,009	1,089	0,000	1,000
30	31	0,000	0,820	0,000	1,000
32	33	0,000	4,802	0,000	1,043
34	36	0,450	2,250	4,110	0,000
34	37	0,210	0,920	2,780	0,000
34	37	0,210	0,920	2,780	0,000
34	37	0,210	0,920	2,780	0,000
34	38	3,455	19,175	38,690	0,000
34	38	3,660	20,300	37,670	0,000

34	44	0,280	1,310	2,699	0,000
34	48	3,810	21,100	39,200	0,000
34	50	5,670	28,380	47,600	0,000
34	52	2,070	9,330	17,181	0,000
35	38	1,870	10,390	18,990	0,000
36	47	5,720	28,550	0,000	0,000
37	12	0,036	1,227	0,000	1,155
37	12	0,030	1,138	0,000	1,155
37	12	0,036	1,227	0,000	1,155
37	43	0,540	2,810	4,980	0,000
37	43	0,540	2,810	4,980	0,000
38	39	0,000	9,450	0,000	1,025
38	40	0,000	3,150	0,000	1,025
38	48	0,510	2,860	5,230	0,000
41	48	0,104	15,074	0,000	0,000
42	43	0,140	0,860	1,970	0,000
42	43	0,140	0,860	1,970	0,000
47	45	0,000	6,150	0,000	1,025
47	46	0,000	2,950	0,000	1,025
47	50	2,900	14,360	26,610	0,000
48	49	0,000	7,285	0,000	1,025
48	51	2,860	10,620	19,400	0,000
48	52	3,370	12,550	23,670	0,000



APÊNDICE D

SISTEMA DE 118 BARRAS DO IEEE

O sistema *IEEE 118-bus* utilizado neste trabalho está com seus dados disponíveis através da Internet, via ftp em [wahoo.ee.washington.edu](ftp://wahoo.ee.washington.edu).

Referências Bibliográficas

- [AA76] R. N. Allan, M. R. G. Al-Shakarchi, "Probabilistic AC Load Flow", Proceed. IEE, Vol. 123, No. 6, pp. 531-536, June 1976.
- [AC75] F. Aboytes, B. J. Cory, "An Alternative Formulation of the Stochastic Load Flow Method", Proceed. 1975 PICA Conference, pp. 209-215.
- [AGA76] R. N. Allan, C. H. Grigg, M. R. G. Al-Shakarchi, "Numerical Techniques in Probabilistic Load Flow Problems", Int. J. Numer. Methods Eng., Vol. 10, No. 10, pp. 853-860, 1976.
- [AGNS76] R. N. Allan, C. H. Grigg, D. A. Newey, R. F. Simmons, "Probabilistic Power Flow Techniques Extended and Applied to Operational Decision Making", Proceed. IEE, Vol. 123, No. 12, pp. 1317-1324, December 1976.
- [ALB81] R. N. Allan, A. M. Leite da Silva, R. C. Burchett, "Evaluation Methods and Accuracy in Probabilistic Load Flow Solutions", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, PAS-100, pp. 2539-2546, May 1981.
- [A90] G. J. Anders, "Probability Concepts in Electric Power Systems", John Wiley & Sons, New York, 1990.
- [A83] V. L. Arienti, "Fluxo de Potência Probabilístico Considerando Dependência entre Potências Nodais", Dissertação de Mestrado, PUC-RJ, Março, 1983.
- [APM79] IEEE Reliability Test System Task Force of the IEEE Subcommittee on the Application of Probability Methods, "IEEE Reliability Test System", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, PAS-98, No. 6, pp. 2047-2054, 1979.
- [BA99] R. Billinton, S. Aboreshaid, "Probabilistic Evaluation of Voltage Stability", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 14, No. 1, February 1999.

- [BA98] R. Billinton, S. Aboreshaid, "Voltage Stability Considerations in Composite Power System Reliability Evaluation", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 13, No. 2, pp. 655-660, May 1998.
- [BA90] R. Billinton, J. Adjei, "Evaluation of Interrupted Energy Assessment Rates in Composite Systems", IEEE Trans. on Power Systems, No. 4, pp. 1317-1323, November 1990.
- [BBMGM96] A. Berizzi, P. Bresesti, P. Marannino, G. P. Granelli, M. Montagna, "System-Area Operating Margin Assessment and Security Enhancement Against Voltage Collapse", IEEE Trans. on Power Systems, pp. 1451-1462, August 1996.
- [BGP95] J. Barquín, T. Gómez, F. L. Pagola, "Estimating the Loading Limit Margin Taking into Account Voltage Collapse Areas", IEEE Trans. on Power Systems, pp. 1952-1962, No. 4, November 1995.
- [B74] B. Borkowska, "Probabilistic Load Flow", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, pp. 752-759, May/June 1974.
- [BSZM93] A. Berizzi, A. Silvestri, D. Zaninelli, R. Marconato, "Static Voltage Collapse when Increasing the Load: an Algorithm of Fast Convergence Recognition at Each Bus", 11th. Power Systems Computation Conference (PSCC), pp. 1123-1131, Avignon, France, 1993.
- [CB90] Y. Chen, A. Bose, "Security Analysis for Voltage Problems Using a Reduced Model", IEEE Trans. on Power Systems, pp. 933-940, August 1990.
- [CFY90] J. C. Chow, R. Fischl, H. Yan, "On the Evaluation of Voltage Collapse Criteria", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 5, No. 2, pp. 612-620, May 1990.
- [CH94] C. A. Cañizares, S. Hranilovic, "Transcritical and Hopf Bifurcations in AC/DC Systems", in [F94].
- [C95] C. A. Cañizares, "Conditions for Saddle-Node Bifurcations in AC/DC Power Systems", Electric Power and Energy Systems, Vol. 17, No. 1, pp. 61-68, 1995.
- [C91] I. P. Coutinho, "Curto Circuito Probabilístico", Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, EFEI, Outubro de 1991.

- [CTF93] CIGRE TF 38-06-06, "Artificial Neural Networks for Power Systems- a Literature Survey", July 1993.
- [CWG92] CIGRE WG 38.02, Task Force No. 10, "Modeling of Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena", Technical Report of Task Force 38-02-10, Draft 3, June 1992.
- [CZQ94] C. A. Cañizares, A. C. Zambroni de Souza, V. H. Quintana, "Improving Continuation Methods for Tracing Bifurcation Diagrams in Power Systems", in [F94], pp. 349-358.
- [CZQ96] C. A. Cañizares, A. C. Zambroni de Souza, V. H. Quintana, "Comparison of Performance Indices for Detection of Proximity to Voltage Collapse", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 11, No. 3, pp. 1441-1450, August 1996.
- Discussion on reference [BGP95], 1995.
- [DKS75] J. F. Dopazo, O. A. Klitin, A. M. Sasson, "Stochastic Load Flows", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, No. 2, pp. 299-309, March/April 1975.
- [DL92] I. Dobson, L. Lu, "Computing an Optimum Direction in Control Space to Avoid Saddle-Node Bifurcation and Voltage Collapse in Electric Power Systems", IEEE Trans. on Automatic Control, Vol. 37, No. 10, pp. 1616-1620, October 1992.
- [D92] I. Dobson, "Observations on the Geometry of Saddle-Node Bifurcation and Voltage Collapse in Electrical Power Systems", IEEE Trans., CS-39, No. 3, pp. 240-243, 1992.
- [D94] I. Dobson, "The Irrelevance of Load Dynamics for the Loading Margin to Voltage Collapse and Its Sensitivities", em [F94].
- [DS93] J. Deuse, M. Stubbe, "Dynamic Simulation of Voltage Collapses", IEEE Trans. on Power Systems, pp. 894-904, August 1993.
- [EPRI88] EPRI Report, "Reliability Evaluation for Large-Scale Bulk Transmission Systems, Volume 1: Comparative Evaluation, Method Development, and Recommendation", Project 1530-2, EPRI EL-5291, January 1988.

- [EPRI91] EPRI, "Simultaneous Transfer Capability: Direction for Software Development", Report EL-7351, January 1991.
- [FDKM96] D. M. Falcão, I. C. Decker, E. Kaszkurewicz, "Conjugate Gradient Methods for Power System Dynamic Simulation on Parallel Computers", IEEE Trans. on Power Systems, pp. 1218-1227, August 1996.
- [FDZ94] A. A. Fouad, J. Davidson, Q. Zhou, "Application of Artificial Neural Networks in Power System Security and Vulnerability Assessment", IEEE Trans. on Power Systems, pp. 525-532, February 1994.
- [FFOCH93] N. Flatabø, O. B. Fosso, R. Ognedal, T. Carlsen, K. R. Heggland, "A Method for Calculation of Margins to Voltage Instability Applied on the Norwegian System for Maintaining Required Security Level", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 8, No. 2, pp. 920-928, May 1993.
- [FJCH85] N. Flatabø, A. Johannesen, T. Carlsen, L. Holten, "Evaluation of Reactive Power Reserves in Transmission Systems", CIGRE IFAC, Rio de Janeiro, Brazil, 1985.
- [F94] L. H. Fink (EDITOR); Proceedings Bulk Power System Voltage Phenomena III - Voltage Stability and Security, ECC Inc., Davos, Switzerland, August 1994.
- [FS96] Feng Xia, A. P. Sakis Meliopoulos, "A Methodology for Probabilistic Simultaneous Transfer Capability Analysis", IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 11, No. 3, pp.1269-1278, August 1996.
- [GDA99] S. Greene, I. Dobson, F. Alvarado, "Contingency Ranking for Voltage Collapse via Sensitivities from a Single Nose Curve", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 14, No. 1, February 1999.
- [GDA97] S. Greene, I. Dobson, F. L. Alvarado, "Sensitivity of the Loading Margin to Voltage Collapse with Respect to Arbitrary Parameters", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No. 1, pp. 262-272, February 1997.
- [GMK92] B. Gao, G. K. Morison, P. Kundur, "Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 7, No. 4, pp. 1529-1542, November 1992.

- [GZ92] F. D. Galiana, Z. C. Zeng, "Analysis of the Load Flow Behavior Near a Jacobian Singularity", IEEE Trans. on Power Systems, Vol.7, No. 3, pp. 1362-1369, August 1992.
- [HK75] G. T. Heydt, B. M. Katz, "A Stochastic Model in Simultaneous Interchange Capacity Calculations", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, pp. 350-359, March/April 1975.
- [HM92] I. A. Hiskens, C. B. McLean, "S.V.C. Behavior Under Voltage Collapse Conditions", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 7, No. 3, pp. 1078-1087, August 1992.
- [H75] G. T. Heydt, "Stochastic Power Flow Calculations", Trans. on Power Apparatus and Systems, No. 6, November/December 1975.
- [HS91] K. C. Hui, M. J. Short, "A Neural Networks Approach to Voltage Security Monitoring and Control", 1st. Int. Forum on Applications of Neural Networks to Power Systems, Seattle-USA, 1991.
- [IWG90] IEEE Working Group on Voltage Stability, System Dynamic Performance Subcommittee, "Voltage Stability of Power Systems", Technical Report 90TH0358-2-PWR, IEEE, 1990.
- [JC93] R. J. Jumeau, H.-D. Chiang, "Parameterizations of the Load Flow Equations for Eliminating Ill-Conditioning Load Flow Solutions", Trans. on Power Systems, pp. 1004-1012, August 1993.
- [J94] J. L. A. Jardim, "Advances in Power System Transient Stability Assessment Using Transient Energy Functions Methods", Ph. D. Thesis, University of London, 1994.
- [JSAZFBT98] J. L. A. Jardim, C. A. da Silva Neto, A. P. Alves da Silva, A. C. Zambroni de Souza, D. M. Falcão, C. L. T. Borges, G. N. Taranto, "A New On - Line Dynamic Security Assessment System", 6^o. Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica - SEPOPE, SP-104, Salvador – Bahia / Brasil, Maio de 1998.

- [J78] G. E. Jottrand, "Probabilistic Load Flow - Analysis Applicable to Large-Sized Meshed Networks", CIGRE, Paper 31-04, Paris-France, August/September 1978.
- [KG86] P. Kessel, H. Glavitch, "Estimating The Voltage Stability of a Power System", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 1, No. 3, pp. 346-354, July 1986.
- [K98] D. Karlsson (Convenor), "Protection Against Voltage Collapse", CIGRE Technical Brochure, Working Group 34.08, Électra, No. 179, pp. 110-26, August 1998.
- [K93] P. Kundur, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, Inc.; EPRI Editors, USA, 1993.
- [KPB86] H. G. Kwatny, A. K. Pasrija, L. Y. Bahar, "Static Bifurcations in Electric Power Networks: Loss of Steady-State Stability and Voltage Collapse", IEEE Trans. on Circuits and Systems, Vol. CAS-33, No. 10, October 1986.
- [LAA84] A. M. Leite da Silva, V. L. Arienti, R. N. Allan, "Probabilistic Load Flow Considering Dependence Between Input Nodal Powers", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, PAS-103, pp. 1524-1530, June 1984.
- [LAB87a] A. M. Leite da Silva, V. L. Arienti, M. H. Barbosa, "Fluxo de Potência Probabilístico — Uma Aplicação ao Planejamento da Operação de Sistemas de Potência", 9º Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), Grupo 10, BH/GOP/24, Belo Horizonte, Brasil, 1987.
- [LAB87b] A. M. Leite da Silva, V. L. Arienti, M. H. Barbosa, "Probabilistic Techniques in Load Flow Analysis — A Practical Application", Proceed. of the First International Symposium on Probabilistic Power Systems, Pergamon Press, Oxford, U. K., pp. 643-651, 1987.
- [LA90] A. M. Leite da Silva, V. L. Arienti, "Probabilistic Load Flow by a Multi-Linear Simulation Algorithm", IEE Proceed. Pt. C, Vol. 137, No. 4, pp. 276-282, July 1990.
- [LA88] A. M. Leite da Silva, V. L. Arienti, "Fluxo de Potência Probabilístico Através de um Algoritmo de Simulação Multilinear", 7o. Congresso Brasileiro de Automática, I. T. A., São José dos Campos, SP, 1988.

- [LASA85] A. M. Leite da Silva, R. N. Allan, S. M. Soares, V. L. Arienti, "Probabilistic Load Flow Considering Network Outages", IEE Proceed. Part C, Vol. 132, No. 3, pp. 139-145, May 1985.
- [LASDRM89] A. M. Leite da Silva, V. L. Arienti, S. M. Soares, M. B. Do Couto Filho, S. M. P. Ribeiro, A. G. Massaud, "Fluxo de Potência Probabilístico Aplicado a Sistemas Brasileiros", 2º SEPOPE, SP-03, São Paulo, SP, Agosto de 1989.
- [LCMSA89] A. M. Leite da Silva, H. J. Chipp, J. W. Marangon Lima, S. M. Soares, V. L. Arienti, "Probabilistic Load Flow - A Decision Methodology Considering Thermal Generation and Interruption Costs", 2º SEPOPE, São Paulo-SP, SP-22, Agosto de 1989.
- [LCZPR99] A. M. Leite da Silva, I. P. Coutinho, A. C. Zambroni de Souza, R. B. Prada, A. M. Rei, "Voltage Collapse Risk Assessment", submetido e aceito para ser publicado na revista ELECTRIC POWER SYSTEMS RESEARCH, Setembro de 1999.
- [LCZPR97] A. M. Leite da Silva, I. P. Coutinho, A. C. Zambroni de Souza, R. B. Prada, A. M. Rei, "Avaliação Probabilística do Risco de Instabilidade de Tensão", 14^o. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, Belém/Pará, Brasil, 26 – 30 de Outubro de 1997.
- [LD92] C. C. Liu, T. Dillon, "State Of the Art of Expert System Applications to Power Systems", Electrical Power and Energy Systems, 1992.
- [LDPLK85] M. G. Lauby, J. H. Douda, R. W. Polesky, P. J. Lehman, D. D. Klempel, "The Procedure Used in the Probabilistic Transfer Capability Analysis of the MAPP Region Bulk Transmission System", IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 11, pp. 3013-3019, November 1985.
- [LMMB99] 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 Trans. on Power Systems, accepted for publication, 1999.
- [L85] E. Lopez-Parra, "Analytical Solution of Stochastic Load Flow in Network Planning", IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, IFAC/SBA, pp. 435-438, Rio de Janeiro-RJ, Brazil, July 1985.



- [L87] A. M. Leite da Silva, "Probabilistic Load Flow Techniques Applied to the Operational Planning of Power Systems", 1º Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação Elétrica (SEPOPE), SP-29, Rio de Janeiro/RJ, Agosto de 1987.
- [LPS89] A. M. Leite da Silva, M. V. F. Pereira, M. Th. Schilling, "Power System Analysis under Uncertainties: Concepts and Techniques", Anais do II SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, São Paulo- SP, Artigo IP-21, Agosto de 1989.
- [LPTHZ90] C. Lemaître, J. P. Paul, J. M. Tesson, Y. Harmand, Y. S. Zhao, "An Indicator of the Risk of Voltage Profile Instability for Real Time Control Applications", IEEE Trans. on Power Systems, Vol.5, No. 1, pp. 154-161, February 1990.
- [LRAAD90] A. M. Leite da Silva, S. M. P. Ribeiro, V. L. Arienti, R. N. Allan, M. B. Do Couto Filho, "Probabilistic Load Flow Techniques Applied to Power System Expansion Planning", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 5, No. 4, pp. 1047-1053, November 1990.
- [LSAH92] P. A. Löf, T. Smed, G. Andersson, D. J. Hill, "Fast Calculation of a Voltage Stability Index", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 7, No. 1, pp. 54-64, February 1992.
- [LSBE90] A. M. Leite da Silva, M. Th. Schilling, R. Billinton, M. H. El-Kady, "Bibliography on Power System Probabilistic Analysis (1962-1988)", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 5, No. 1, pp. 1-11, February 1990.
- [L77] A. M. Leite da Silva, "Fluxo de Potência Probabilístico- Uma Formulação Alternativa", Dissertação de Mestrado, UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Agosto 1977.
- [LZCPR97] A. M. Leite da Silva, A. C. Zambroni de Souza, I. P. Coutinho, R. B. Prada, A. M. Rei, "Probabilistic Evaluation of Voltage Collapse", Proceedings of the 5th. International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems - PMAPS, pp. 105-110; Vancouver, Canada, September 21-25, 1997.
- [MGK93] G. K. Morison, B. Gao, P. Kundur, "Voltage Stability Analysis Using Static and Dynamic Approaches", Trans. On Power Systems, pp. 1159-1171, August 1993.

- [MMG97a] A. C. G. Melo, J. C. O. Mello, S. Granville, "The Effects of Voltage Collapse Problems in The Reliability Evaluation of Composite Systems", *Trans. On Power Systems*, pp. 480-488, February 1997.
- [MMG97b] J. C. O. Mello, A. C. G. Melo, S. Granville, "Simultaneous Transfer Capability Assessment by Combining Interior Point Methods and Monte Carlo Simulation", *IEEE Trans. On Power Systems*, Vol. 12, No. 2, pp. 736-742, May 1997.
- [M94a] Y. Mansour, "Industry Practice in Voltage Stability Analysis of Power Systems", in [F94].
- [M94b] P. Marannino, "Voltage Collapse Proximity Indicators for Very Short Term Security Assessment", in [F94].
- [M93] "MATLAB", The Math Works Inc., Natick, Massachusetts, USA, 1993.
- [M83] A. Monticelli, "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", Editora Edgard Blücher Ltda., São Paulo-SP, 1983.
- [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 Trans. on Power Systems*, Vol.7, No. 2, pp. 469-476, May 1992.
- [MPMSC91] F. Maciel Barbosa, J. Peças Lopes, M. A. Matos, S. Sá da Costa, J. Cidrás, "A Análise de Segurança de Sistemas Elétricos de Potência. Perspectivas de Evolução", *Revista Electricidade*, No. 274, pp. 25-29, Portugal, Janeiro de 1991.
- [MV83] E. C. McClelland, P. R. Van Horne, "Fast Voltage Prediction Using a Knowledge Based Approach", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No. 2, pp. 315-319, February 1983.
- [NGPSL93] D. Niebur, A. J. Germond, J. A. Peças Lopes, D. Sobajic, C. C. Liu, "Artificial Intelligence Techniques in Power System Stability Assessment", *CIGRE Working Group 38.06*; 1993.
- [NH93] C. O. Nwankpa, R. M. Hassan, "A Stochastic Based Voltage Collapse Indicator", *IEEE Trans. on Power Systems*, pp. 1187-1194, August 1993.

- [OD92] T. J. Overbye, C. L. DeMarco, "Voltage Security Enhancement Using Energy Based Sensitivities", IEEE Trans. on Power Systems, Vol.7, No. 3, pp. 1001-1011, August 1992.
- [PA93] H. Prieto Schmidt, R. N. Adams, "Assessment of Static Voltage Stability Using Artificial Neural Networks", 11th. Power Systems Computation Conference (PSCC), pp. 331-337, Avignon, France, 1993.
- [PH94] J. A. Peças Lopes, N. D. Hatziargyriou, "Application of Learning from Examples Methods for On Line Dynamic Security Assessment of Electric Power Systems - State of the Art", 4º SEPOPE, Foz do Iguaçu, Brazil, 1994.
- [PJM89] PJM Transmission Reliability Task Force, "Bulk Power Area Reliability Evaluation Considering Probabilistic Transfer Capability", IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 9, pp. 3551-3562, September 1989.
- [PMOP92] M. V. F. Pereira, M. Maceira, G. C. Oliveira, L. M. V. G. Pinto, "Combining Analytical Models and Monte Carlo Techniques in Probabilistic Power System Analysis", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 7, No. 1, 1992.
- [P84] M. A. Pai, "Survey of Direct Methods of Stability Analysis in Power Systems", Electric Mach. and Power Systems, Vol. 9, pp. 131-143, 1984.
- [P84] A. Papoulis, "Probabilistic Random Variables and Stochastic Processes", McGraw-Hill Company, New York, USA, 1984.
- [PVGS93] R. B. Prada, X. Vieira Filho, P. Gomes, M. G. dos Santos, "Voltage Stability System Critical Area Identification Based on the Existence of Maximum Power Flow Transmission", Proceed. of the 11th. Power Systems Computation Conference (PSCC), pp. 315-322, Avignon, France, August 1993.
- [PZVMO91] R. B. Prada, A. C. Zambroni de Souza, X. Vieira Filho, A. G. Massaud, J. C. C. Oliveira, "Voltage Stability: Phenomena Characterization Based on Reactive Control Effects and System Critical Areas Identification", Proceed. of the Third SEPOPE Meeting (Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica), SP-14, Belo Horizonte, Brazil, 1991.

- [R90] S. M. P. Ribeiro, "Aplicação do Fluxo de Potência Probabilístico no Planejamento da Expansão de Sistemas de Potência", Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, PUC-RJ, Janeiro de 1990.
- [R81] R. Y. Rubinstein, "Simulation and the Monte Carlo Method", John Wiley & Sons, New York, 1981.
- [RRWWC75] N. D. Reppen, R. J. Ringlee, B. F. Wolleberg, A. J. Wood, K. A. Clements, "Probabilistic Methodologies - A Critical Review", E.R.D.A. Conference on Systems Engineering for Power, Menniker, No. 750867, August 1975.
- [SAM87] B. Stott, O. Alsaç, A. Monticelli, "Security Analysis and Optimization", Proceed. of IEEE, Vol. 75, No. 12, pp. 1623-1897, December 1987.
- [SB83] T. A. M. Sharaf, G. J. Berg, "Stochastic and Probabilistic Load Flow Analysis in System Planning", Canadian Electrical Engineering Journal, Vol. 8, No. 1, pp. 9-15, January 1983.
- [SB66] C. Singh, R. Billinton, "System Reliability Modeling and Evaluation", Hutchinson of London Editor, 1966.
- [SDF93] P. Sandrin, L. Dubost, L. Feltin, "Evaluation of Transfer Capability Between Interconnected Utilities", Proceedings of the 11th. Power System Computation Conference (PSCC), Vol.1, pp. 981-985, Avignon, France, August 30 – September 3, 1993.
- [SDPSI90] System Dynamic Performance Subcommittee of The IEEE Power System Engineering Committee, "Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools and Industry Experience", IEEE Publication No. 90-TH0358-2-PWR, 1990.
- [SF93] A. P. Sakis Meliopoulos, Feng Xia, "Simultaneous Transfer Capability Analysis: A Probabilistic Approach", Proceedings of the 11th. Power System Computation Conference (PSCC), Vol. 1, pp. 569-576, Avignon, France, August 30 – September 3, 1993.
- [SHCLC91] R. A. Schlueter, I.-P. Hu, M.-W. Chang, J. C. Lo, A. Costi, "Methods for Determining Proximity to Voltage Collapse", Trans. on Power Systems, pp. 285-292, February 1991.

- [S94] M. Sobierajski, "Probabilistic Approach to Steady-State Voltage Stability of Bulk Power Systems", in [F94].
- [S88] R. Seidel, "From Equilibrium to Chaos- Practical Bifurcation and Stability Analysis", Elsevier Science, North-Holland, 1988.
- [SP90] P. W. Sauer, M. A. Pai, "Power System Steady-State Stability and the Load Flow Jacobian", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 5, No. 4, pp. 1374-1381, November 1990.
- [SP88] D. J. Sobajic, Y. H. Pao, "An Artificial Intelligence System for Power System Contingency Screening", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. PWRS-3, No. 2, pp. 647-653, May 1988.
- [TL91] K. Tomsovic, J. M. Ling, "A Proposed Fuzzy Information Approach to Power System Security", Third Symposium on Expert Systems Application to Power Systems, Tokyo-Kobe, Japan, April 1991.
- [TMI83] Y. Tamura, H. Mori, S. Iwamoto, "Relationship Between Voltage Instability and Multiple Load Flow Solutions in Electric Power Systems", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. 102, No. 5, pp. 1115-1125, May 1983.
- [TN88] J. C. Tibúrcio, R. A. F. Nunes, "Análise de Sistemas de Potência II", Escola Federal de Engenharia de Itajubá, CESE-88, pp. 21-51, 1988.
- [T63] K. D. Tocher, "The Art of Simulation", The English Universities Press Ltd.; U. K., 1963.
- [VD73] L. S. Van Slyck, J. F. Dopazo, "Conventional Load Flow Not Suited For Real Time Power System Monitoring", Proceed. 1973 PICA Conference, pp. 369-375. Abstract and Discussions in IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, page 26, January/February 1974.
- [VFXMHM99] E. Vaahedi, C. Fuchs, W. Xu, Y. Mansour, H. Hamadanizadeh, G. K. Morison, "Voltage Stability Contingency Screening and Ranking", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 14, No. 1, pp. 256-265, February 1999.

- [VMBPPGS94] X. Vieira Filho, N. Martins, A. Bianco, H. J. C. P. Pinto, M. V. F. Pereira, P. Gomes, M. G. dos Santos, "Tools for Voltage Stability Analysis Including a Probabilistic Approach", 4^o SEPOPE, Foz do Iguaçu, Brazil, Paper SP-47, May 1994.
- [VM97] T. Van Cutsem, R. Mailhot, "Validation of a Fast Voltage Stability Analysis Method on the Hydro-Quebec System", *Trans. on Power Systems*, pp. 282-292, February 1997.
- [V93] T. Van Cutsem, "Analysis of Emergency Voltage Situations", 11th. Power Systems Computation Conference (PSCC), pp. 323-328, Avignon, France, 1993.
- [V91] T. Van Cutsem, "A Method to Compute Reactive Power Margins with Respect to Voltage Collapse", *Trans. on Power Systems*, pp. 145-156, No. 1, February 1991.
- [VSIT75] V. A. Venikov, V. A. Stroeve, V. I. Idelchick, V. I. Tarasev, "Estimation of Electric Power System Steady-State Stability in Load Flow Calculations", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-94, No. 3, pp. 1034-1038, May/June 1975.
- [WF76] B. F. Wolleberg, K. A. Fegley, "A Cost Effective Security Dispatch Methodology", Power Engineering Society 1975 Summer Meeting, San Francisco, USA, *Trans. on Power Apparatus and Systems*, pp. 401-410, January/February 1976.
- [WGI72] Working Group on a Common Format for Exchange of Solved Load Flow Data, "Common Format for Exchange of Solved Load Flow Data", IEEE/PES 1972 Summer Meeting, San Francisco, USA.
- [ZB96] A. C. Zambroni de Souza, N. H. M. N. Brito, "Ações de Controle para Prevenção de Colapso de Tensão: Efeitos e Restrições", XI C. B. A., São Paulo, SP, Vol. 3, pp. 1405-1410, Setembro de 1996.
- [ZCQ96] A. C. Zambroni de Souza, C. A. Cañizares, V. H. Quintana, "Critical Bus and Point of Collapse Determination Using Tangent Vectors", 28th. NAPS (North American Power Symposium), Cambridge, USA.; pp. 329-333, November 1996.

- [ZCQ97] A. C. Zambroni de Souza, C. A. Cañizares, V. H. Quintana, "New Techniques to Speed Up Voltage Collapse Computations Using Tangent Vectors", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No. 3, pp. 1380-1387, August 1997.
- [ZHM89] Z. Z. Zang, G. S. Hope, D. P. Malik, "Expert Systems in Electric Power Systems. A Bibliography Survey", IEEE on Power Systems, Vol. PWRS-4, No. 4, pp. 1355-1362, October 1989.
- [Z95] A. C. Zambroni de Souza, "New Techniques to Efficiently Determine Proximity to Static Voltage Collapse", Ph. D. Thesis, University of Waterloo, Ontario, Canada, 1995.
- [Z98a] A. C. Zambroni de Souza, "Tangent Vector as a Tool for Voltage Collapse Analysis", VI SEPOPE, Paper SP-059, Salvador/Bahia, Brasil, Maio 1998.
- [Z98b] A. C. Zambroni de Souza, "Tangent Vector Applied to Voltage Collapse and Loss Sensitivity Studies", Electric Power Systems Research, Vol. 47, No. 1, pp. 65-70, October 1998.
- [Z98c] A. C. Zambroni de Souza, "Discussions on Some Voltage Collapse Indices", aceito para publicação na revista Electric Power Systems Research, 1998.
- [Z96] A. C. Zambroni de Souza, "Determinação da Barra Crítica e do Ponto de Colapso pelo Vetor Tangente", XI C. B. A., São Paulo-SP, Vol. 3, pp. 1393-1998, Setembro de 1996.
- [Z90] A. C. Zambroni de Souza, "Uma Avaliação do Fenômeno do Colapso de Tensão", Dissertação de Mestrado, PUC-RJ, Setembro de 1990.
- [ZQ94] A. C. Zambroni de Souza, V. H. Quintana, "Identification of Voltage Collapse Margins in Power Systems", IEE Proceed. - Gener. Transm. Distrib., Vol. 141, pp. 630-636, November 1994.
- [ZSL99] A. C. Zambroni de Souza, J. C. S. de Souza, A. M. Leite da Silva, "On Line Voltage Stability Indices", aceito para publicação na revista IEEE Trans. on Power Systems, 1999.