

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
ELETRICIDADE

**ANÁLISE PROBABILÍSTICA DO
GERENCIAMENTO DA CONGESTÃO EM
MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Anselmo Barbosa Rodrigues

São Luís

2003

ANÁLISE PROBABILÍSTICA DO GERENCIAMENTO DA CONGESTÃO EM MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação de Mestrado submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da UFMA como parte dos requisitos para obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

Por

Anselmo Barbosa Rodrigues

São Luís

2003

Rodrigues, Anselmo Barbosa

Análise Probabilística do Gerenciamento da Congestão em Mercados de Energia Elétrica / Anselmo Barbosa Rodrigues. - São Luís, 2003.

121f.:il.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Maranhão, 2003.

1. Energia Elétrica - Gerenciamento. I. Título.

CDU 621.311

ANÁLISE PROBABILÍSTICA DO GERENCIAMENTO DA CONGESTÃO EM MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Anselmo Barbosa Rodrigues

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 15 / 08 / 03

Profa. Dra. Maria Da Guia Da Silva
(Orientadora)

Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Dr. Roberto de Souza Salgado
(Membro da Banca Examinadora)

Dedicatória

Este trabalho é dedicado à minha família.

Agradecimentos

A Deus, por ter me iluminado durante todos os momentos difíceis ao longo desta jornada;

A Profa. Dra. Maria Da Guia Da Silva, orientadora desta dissertação, pela orientação segura e precisa, pela dedicação formidável e valioso estímulo que me tem dispensado e sobretudo pela amizade;

A todos os professores e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade;

A todos os meus amigos do grupo de sistemas de potência da Universidade Federal do Maranhão;

A CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) pelo apoio financeiro para a realização deste projeto de pesquisa;

A todos aqueles, que de alguma forma, contribuíram para que a realização deste trabalho de pesquisa fosse possível.

Resumo

A reestruturação da indústria de eletricidade causou um aumento no número de transações comerciais efetuadas em mercados de energia. Estas transações são definidas por forças de mercado sem considerar restrições operacionais do sistema de transmissão. Conseqüentemente existem transações comerciais que causam congestão no sistema de transmissão, ou seja, resultam em violações de limites operacionais em um ou mais circuitos do sistema de transmissão. Desta forma, a congestão no sistema de transmissão deve ser eliminada usando-se ações corretivas, tais como redespacho de geração/transações e operação de dispositivos de controle de fluxo, para evitar contingências em cascata com perda de carga descontrolada.

Atualmente, a maioria das metodologias usadas no gerenciamento da congestão se baseia em métodos determinísticos. Isto tem sido justificado devido a complexidade associada com a aplicação de modelos probabilísticos em sistemas de geração/transmissão. Apesar disto, alguns modelos foram desenvolvidos para realizar uma análise probabilística do gerenciamento da congestão. Estes modelos geralmente se baseiam no método de Monte Carlo com Simulação Não-Sequencial e somente incluem transações bilaterais. Entretanto, transações multilaterais são também de grande importância para a existência dos mercados de energia. Os contratos multilaterais reduzem os riscos financeiros associados com transações comerciais e permitem que os consumidores tenham acesso aos fornecedores de energia.

Além de não considerarem transações multilaterais, os modelos probabilísticos existentes para o gerenciamento da congestão somente incluem ações corretivas não-livres de custo, tais como redespacho da geração e cortes nas transações. Por outro lado, ações corretivas livres de custo, tais como transformadores defasadores e dispositivos FACTS, podem fornecer soluções de baixo custo para eliminar a congestão nas interligações do sistema de transmissão. Esta condição é causada pelo atraso na realização de reforços no sistema de transmissão devido a restrições financeiras e ambientais. Finalmente, observa-se que apenas índices probabilísticos que se baseiam em valores esperados são calculados pelos modelos probabilísticos de gerenciamento da congestão. Entretanto, operadores do sistema tem dificuldade em interpretar índices probabilísticos que se baseiam em valo-

res esperados. Devido a isto, é necessário desenvolver novos índices para realizar uma análise probabilística do gerenciamento da congestão. Estes novos índices devem considerar critérios de avaliação tradicionalmente aceitos e serem facilmente interpretados pelos operadores do sistema.

Este trabalho de pesquisa tem como objetivo desenvolver modelos e técnicas para realizar a análise probabilística do gerenciamento da congestão. Os modelos e técnicas propostos neste trabalho consideraram os seguintes aspectos associados com o gerenciamento da congestão: modelagem de transações multilaterais e transformadores defasadores no gerenciamento da congestão e a definição de índices de robustez para analisar a confiabilidade das transações comerciais. Estes índices permitem estabelecer um elo entre critérios de operação tradicionalmente usados e a modelagem probabilística da rede elétrica. Os modelos e índices propostos neste trabalho de pesquisa se baseiam no Método de Monte Carlo com simulação não-sequencial e no fluxo de potência ótimo linearizado. Os problemas de fluxo de potência ótimo associados com o gerenciamento da congestão foram resolvidos usando-se o Método de Pontos-Interiores Primal-Dual.

A aplicação prática e validação dos modelos e índices propostos nesta pesquisa foi realizada através de diversos testes no sistema IEEE, proposto em 1996, para estudos de confiabilidade. As principais conclusões obtidas com a aplicação dos modelos e técnicas propostos no sistema IEEE são: o gerenciamento da congestão multilateral pode aumentar a confiabilidade das transações comerciais, perfis de carga tem efeitos significativos nos índices de robustez das transações comerciais, a condição do caso base tem grande impacto nos índices de robustez associados com um conjunto de transações e a operação de transformadores defasadores pode diminuir significativamente as interrupções nas transações comerciais.

Palavras-Chaves: Mercados de Energia Elétrica, Congestão, Confiabilidade, Simulação Estocástica, Otimização Linear.

Abstract

The restructuring of the electricity industry has caused an increase in the number of commercial transactions carried out in energy markets. These transactions are defined by market forces without considering the operational constraints of the transmission system. As a consequence, there are transactions that cause congestion in the transmission network, that means, violations of operational limits in one or more circuits of the transmission system. In this way, the congestion in the transmission system must be eliminated by using corrective actions, such as redispatch of generation/transactions and operation of control flow devices, to avoid cascading outages with uncontrolled loss of load.

Currently, the majority of methodologies used in congestion management are based on deterministic models. It has been justified because of the complexity associated with the application of probabilistic models in generation/transmission systems. Nevertheless, some models have been developed to carry out probabilistic analysis of the congestion management. Usually, they are based on the Monte Carlo Method with non-sequential simulation and they only include bilateral transactions. However, multilateral transactions are also essential for the existence of the energy markets. The multilateral transactions reduce the financial risks associated with commercial transactions and allow the customers to have access to the energy providers.

Additionally by ignoring multilateral transactions, the existing probabilistic models for the congestion management include only not-free-cost corrective actions, such as generation redispatch and transaction curtailments. On the other hand, free-cost corrective actions, such as phase shifting transformers and FACTS devices, can provide low cost solutions to eliminate congestion in interconnections of the transmission system. This condition is caused by the delay in carrying out reinforcements in the transmission systems due to financial and environmental constraints. Finally, it must be noted that only probabilistic indices based in expected values are evaluated by the probabilistic models of congestion management. However, system operators have difficulty in interpreting probabilistic indices based only in expected values. Therefore, it is necessary to develop new indices to carry out probabilistic analysis of congestion management. These new

indices must consider traditionally accepted operational criteria and they must be easily interpreted by the system operators.

This research has as its objective the development of models and techniques to carry out the probabilistic analysis of congestion management. The proposed models and techniques consider the following aspects associated with congestion management: the modeling of multilateral transactions, phase shifting transformers and the definition of Well-Being Indices to assess the reliability of the commercial transactions. These indices, allow the establishment of a link between the operational criteria traditionally used and the stochastic model of the electrical network. The models and indices, proposed in this research, have been based on the Monte Carlo Method with non-sequential simulation and in the linearized optimal power flow. The optimal power flow problems associated with the congestion management have been solved using the Primal-Dual Interior-Point Method.

The practical application and the validation of the models and indices proposed in this research have been carried out in two systems: the IEEE System, proposed in 1996, for Reliability Studies. The main conclusions obtained with the application of the proposed models and techniques in the IEEE system are: multilateral congestion management can improve the reliability of commercial transactions, load profiles have significant effects on the Well-Being indices of the transactions, the base case condition has great impact in the Well-Being indices associated with a set of transactions and the operation of phase-shifting transformers and can decrease significantly the curtailments in the commercial transactions.

Keywords: Electric Energy Markets, Congestion, Reliability, Stochastic Simulation, Linear Optimization

Sumário

Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xiv
Abreviaturas e Símbolos	xv
1 Introdução	1
1.1 Sistemas de Energia Elétrica	1
1.2 Critérios de Operação e Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica . . .	4
1.3 Zonas Funcionais e Níveis Hierárquicos de Sistemas de Energia Elétrica . .	6
1.4 Transferências de Potência na Estrutura Convencional do Setor Elétrico . .	8
1.5 Transferências de Potência na Nova Estrutura do Setor Elétrico	9
1.6 Congestão	13
1.7 Revisão Bibliográfica	14
1.8 Motivação desta Pesquisa	20
1.9 Objetivos desta Dissertação	21
1.10 Estrutura da dissertação	22
2 Modelagem do Sistema de Energia Elétrica e Despacho de Geração e Carga na Zona Neutra	23
2.1 Modelagem do Sistema de Energia Elétrica	23
2.2 Despacho de Geração e Carga na Zona Neutra	25
2.2.1 Definição das Zonas de um Sistema de Energia na Nova Estrutura do Setor Elétrico	26

2.2.2	Formulação do Problema de Despacho de Geração e Carga na Zona Neutra	27
3	Gerenciamento da Congestão nas Zonas Injetora e Extratora	31
3.1	Introdução	31
3.2	Transações Bilaterais	33
3.3	Transações Multilaterais	36
3.4	Ações Livres de Custo	39
4	Algoritmo de Otimização	42
4.1	Introdução	42
4.2	Aplicação de Técnicas de Otimização Linear na Solução dos Problemas de DMP e Gerenciamento da Congestão	43
4.3	Implementação Computacional do MPIPDP	49
4.3.1	Parâmetro de barreira μ	49
4.3.2	Comprimento do passo	50
4.3.3	Ponto de Partida	51
4.3.4	Critérios de Convergência	52
4.3.5	Algoritmo Computacional para o MPIPDP	53
5	Cálculo dos Índices de Confiabilidade das Transações	54
5.1	Métodos de Cálculo de Índices Probabilísticos Usados no NH2	54
5.2	O Método de Monte Carlo	55
5.3	Método de Monte Carlo com simulação Não-Sequencial	56
5.4	Modelagem de Carga	58
5.5	Índices Básicos de Confiabilidade para Transações Comerciais	59
5.6	Índices de Robustez para Transações Comerciais	61
5.7	Algoritmo de Solução	64
6	Resultados dos Testes	66
6.1	Características do Sistema de Teste	67
6.2	Aplicação dos Modelos de GCB e GCM ao RTS96	68
6.3	Análise de Robustez	75

6.3.1	Sistema MRTS96	77
6.3.2	Estudo do Caso Base	77
6.3.3	Estudo dos efeitos de variações no pico de carga nos índices de robustez	81
6.4	Impacto da operação de TD nos Índices de Confiabilidade das Transações Comerciais	83
6.4.1	Procedimento de alocação	83
6.4.2	Impacto dos transformadores defasadores nos índices de confiabilidade das transações comerciais	85
6.5	Desempenho Computacional do Algoritmo Proposto	89
7	Conclusão	90
7.1	Introdução	90
7.2	Principais Realizações e Contribuições	90
7.3	Aplicações Práticas	92
7.4	Sugestões para Trabalhos Futuros	94
	Referências Bibliográficas	97

Lista de Figuras

1	Elementos básicos de um sistema de energia elétrica.	3
2	Zonas Funcionais Básicas e Níveis Hierárquicos.	6
3	Transação Bilateral.	11
4	Transação Bilateral Remota.	12
5	Transação Multilateral Local.	12
6	Transação Multilateral Remota.	13
7	Circuito equivalente do TD.	40
8	Estados de Robustez.	62
9	Algoritmo de avaliação dos índices de confiabilidade das transações comerciais.	65
10	Diagrama Unifilar do RTS96.	67
11	Distribuições de probabilidade para o PITNC usando-se o GCB	76
12	Distribuições de probabilidade para o PITNC usando-se o GCM	76

Lista de Tabelas

1	Características Gerais do RTS96.	68
2	Dados de Custo das unidades geradoras do RTS96.	68
3	Transações comerciais para o sistema RTS96.	69
4	Índices PIENC e PIPNC obtidos com os modelos de GCB e GCM.	70
5	Custos de Gerenciamento da Congestão para o RTS96.	71
6	Novo conjunto de transações para o sistema RTS96.	73
7	Opções do corretor para aliviar a congestão.	73
8	CERG e CEIT para as opções 1 e 2.	74
9	Modificações no sistema de geração do RTS96 usadas para obter o MRTS96.	77
10	Modificações no sistema de transmissão do RTS96 usadas para obter o MRTS96.	78
11	Cenários pós e pré-transação para o RTS96	79
12	Cenários pós e pré-transação para o MRTS96	80
13	Índices de robustez para os níveis de carga selecionados.	82
14	Localizações potenciais para a instalação de TD no RTS96	84
15	Índices PIENC e PIPNC para os casos de estudos A e B.	86
16	Índices CERG e CEIT para os casos de estudo A e B.	87
17	Índices de Robustez para o RTS96.	88

Abreviaturas e Símbolos

CERG - Custo Esperado de Redespacho da Geração.

CEIT - Custo Esperado de Interrupção das Transações.

CSCT - Capacitor Série Controlado a Tiristor.

DMP - Despacho do Modelo PoolCo.

DPEI - Disposição a Pagar para Evitar Interrupções.

FACTS - Flexible AC Transmission Systems.

GCB - Gerenciamento da Congestão para Transações Bilaterais.

GCM - Gerenciamento da Congestão para Transações Multilaterais.

IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers.

MMC - Método de Monte Carlo.

MPIPД - Método de Pontos-Interiores Primal-Dual.

MRTS96 - Versão modificada do sistema RTS96.

NH1, NH2 e NH3 - Níveis Hierárquicos 1, 2 e 3, respectivamente.

OS - Operador do Sistema.

PIENC - Potência Interrompida Esperada para um nó de compra.

PIPNC - Probabilidade de Interrupção de Potência para um nó de compra.

PITNC - Potência Interrompida Total para os Nós de Compra.

PoolCo - Pool Company.

P(robusto), P(marginal) e P(risco) - Probabilidade do sistema estar nos estados robusto, marginal e risco, respectivamente.

RTS96 - Reliability Test System of 1996.

TD - Transformador Defasador.

1. Introdução

1.1 Sistemas de Energia Elétrica

Um sistema de energia elétrica consiste de vários componentes individuais interligados entre si para formar um sistema complexo de grande porte capaz de gerar, transmitir e distribuir energia elétrica sobre uma grande área geográfica. Os sistemas de energia elétrica existentes atualmente variam de acordo com o tamanho e com tipo dos componentes estruturais. Entretanto, todos eles possuem as mesmas características básicas [1]:

- São compostos por sistemas AC trifásicos operando essencialmente com tensão constante:
 - Instalações de geração usam equipamentos trifásicos;
 - Cargas Industriais são invariavelmente trifásicas;
 - Cargas monofásicas residenciais e comerciais são igualmente distribuídas entre fases para formarem, efetivamente, um sistema trifásico balanceado.
- Utilizam máquinas síncronas para a geração de eletricidade: fontes de movimento primárias convertem recursos energéticos, tais como carvão, óleo, gás e água, em energia mecânica, que por sua vez é convertida em energia elétrica através de geradores síncronos.
- Realizam transferências de potência ao longo de grandes distâncias para atender consumidores dispersos em uma grande área geográfica: esta característica exige a existência de um sistema de transmissão composto por subsistemas menores operando em diferentes níveis de tensão.

A Figura 1 ilustra os componentes básicos de um sistema de energia elétrica. Nesta figura, a energia elétrica é produzida em Usinas de Geração e transmitida para os consumidores através de uma rede complexa de componentes individuais, tais como linhas de transmissão, transformadores e dispositivos de chaveamento.

A partir da Figura 1, pode-se observar que um sistema de energia elétrica é formado basicamente por quatro subsistemas:

- 1) **Sistema de Geração:** é composto por usinas de geração e subestações de geração. As usinas de geração produzem energia elétrica a partir de outras formas de energia, tais como combustíveis fósseis, combustíveis nucleares ou energia hidráulica. Tipicamente, a fonte de movimento primária gira um alternador que gera energia em níveis de tensão de 11kV a 30kV. As subestações de geração conectam as usinas de geração ao sistema de transmissão através de transformadores elevadores que aumentam a tensão para níveis de transmissão.
- 2) **Sistema de Transmissão:** transporta eletricidade a partir de subestações de geração para subestações de subtransmissão, ou seja, serve como interligação entre as usinas de geração e os principais centros de carga. Tipicamente, sistemas de transmissão operam em níveis de tensão de 69kV a 1100kV. Geralmente, interligações entre sistemas vizinhos são realizadas no sistema de transmissão com o objetivo de reduzir custos operacionais e aumentar a confiabilidade da rede interligada.
- 3) **Sistema de Subtransmissão:** transportam energia de subestações de transmissão para subestações de distribuição. Consumidores industriais são geralmente supridos diretamente através do sistema de subtransmissão. Em alguns casos, não há uma distinção clara entre sistemas de transmissão e subtransmissão, pois quando o sistema se expande níveis de tensão superiores são necessários para a transmissão e as linhas de transmissão antigas são relegadas a função de subtransmissão. Tipicamente, sistemas de subtransmissão operam em níveis de tensão de 34.5 kV a 230kV.
- 4) **Sistema de Distribuição:** representa o estágio final da transferência de potência para consumidores individuais. O sistema de distribuição é formado por dois subsistemas:

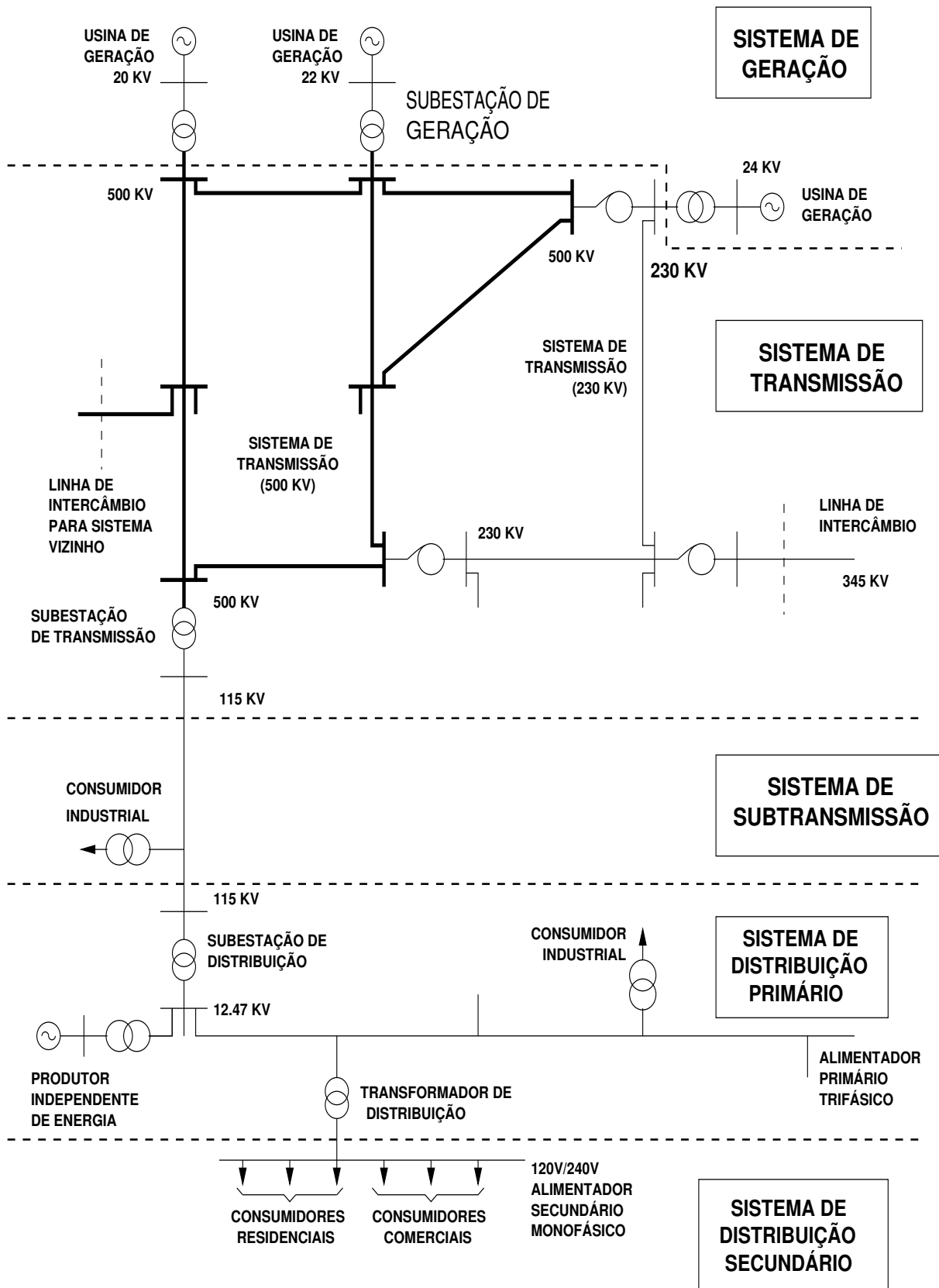


Figura 1: Elementos básicos de um sistema de energia elétrica.

- 4.1) **Sistema de Distribuição Primário:** transporta energia elétrica a partir da subestação de distribuição para transformadores de distribuição. Geralmente, os sistemas de distribuição primários operam em níveis de tensão de 4.16kV a 34.5 kV.
- 4.2) **Sistema de Distribuição Secundário:** transporta energia elétrica a partir dos transformadores de distribuição para os pontos de medição dos consumidores individuais. Normalmente, as redes de distribuição secundárias operam com níveis de tensão de 120V/240V monofásico, 277V/480V trifásico e 220V/380V trifásico. Eventualmente, podem existir pequenas unidades de geração conectadas próximas as cargas ou diretamente ao sistema de distribuição. Estes tipos de unidades geradoras são conhecidos como produtores independentes de energia. Os produtores independentes de energia tem se tornado bastante comuns nas redes de distribuição atuais devido aos avanços na tecnologia de construção de pequenas turbinas e preços de combustíveis favoráveis.

A partir das definições acima, pode-se observar que o sistema de potência completo consiste de múltiplas fontes de geração e várias camadas de redes de transmissão. Estas características fornecem um alto grau de redundância estrutural que habilita o sistema a suportar contingências imprevistas sem interrupções de serviço para os consumidores.

1.2 Critérios de Operação e Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica

A principal função de um sistema de potência é fornecer energia elétrica aos consumidores da forma mais econômica possível e com um nível aceitável de confiabilidade. Estes objetivos são conflitantes, pois um alto nível de confiabilidade exige a aquisição de recursos financeiros para efetuar reforços e melhorias no sistema, que por sua vez podem resultar em um aumento no preço da eletricidade para os consumidores. Devido a isto, um dos objetivos do planejamento e da operação de sistemas de energia é obter a melhor combinação possível entre custo e confiabilidade. Critérios de operação/planejamento vem sendo estabelecidos ao longo dos anos numa tentativa de maximizar a confiabilidade e,

simultaneamente, minimizar os custos de expansão/operação sujeito as restrições operacionais da rede elétrica. Os principais critérios e técnicas tipicamente usados na operação e planejamento de sistemas de energia elétrica são [2]:

- 1) **Critério de planejamento do sistema de geração:** estabelece que a capacidade instalada deve ser igual a máxima demanda mais uma percentagem fixa da máxima demanda esperada.
- 2) **Critério de operação do sistema de geração:** estabelece que a capacidade girante deve ser igual a demanda esperada mais uma reserva igual a capacidade de uma ou mais das maiores unidades geradoras.
- 3) **Critério de operação e planejamento do sistema de transmissão:** estabelece que a máxima capacidade de transferência é a quantidade de potência que pode ser transmitida através da rede interligada para as seguintes condições:
 - condição de operação normal (caso base).
 - contingências simples em qualquer elemento do sistema elétrico, tais como: uma linha de transmissão, transformador ou unidade de geração (critério N-1).

Os critérios e técnicas descritos acima são todos determinísticos e muitos destes critérios e técnicas estão em uso atualmente. A principal deficiência dos critérios determinísticos é que eles não respondem, nem refletem a natureza probabilística ou estocástica do comportamento do sistema, das demandas dos consumidores e das falhas de componentes [2, 3, 4, 5]. A análise determinística pode considerar apenas os resultados e a ordem de severidade associados com os eventos que conduzem a uma falha total ou parcial do sistema. Entretanto, eventos que causam falhas no sistema, mesmo sendo extremamente indesejáveis, são de baixas consequências se eles não podem ocorrer ou são tão improváveis que podem ser ignorados. Consequentemente, as alternativas de planejamento que consideram as técnicas determinísticas podem levar a elevados custos de expansão. Por outro lado, se os eventos que causam falhas no sistema não são muito severos, mas tem alta probabilidade de ocorrência, alternativas de reforço selecionadas a partir de análise determinística podem levar a baixos níveis de confiabilidade do sistema. O estudo probabilístico de um sistema de potência pode reconhecer não somente

a severidade de um estado ou evento do sistema e o seu impacto no comportamento e na operação, mas também a probabilidade de ocorrência de eventos ou estados do sistema. A combinação de *severidade* e *probabilidade* produz índices que realmente representam o *risco* do sistema.

1.3 Zonas Funcionais e Níveis Hierárquicos de Sistemas de Energia Elétrica

Sistemas de energia elétrica modernos são complexos, bastante interligados e de grandes dimensões. Mesmo plataformas computacionais com alta capacidade de processamento não são poderosas o suficiente para analisar de maneira exaustiva e realística o sistema de potência completo, ou seja, fontes primárias de energia, geração, transmissão e distribuição. Para contornar este problema, o sistema é dividido em subsistemas de dimensões apropriadas que podem ser analisados separadamente. A técnica mais conveniente para dividir sistemas de energia elétrica, é utilizar as suas principais zonas funcionais [2]: fontes primárias de energia, geração, transmissão e distribuição, conforme mostra a Figura 2. As zonas funcionais podem ser combinadas para dar os níveis hierárquicos mostrados na Figura 2. Estes níveis hierárquicos são definidos com o objetivo de estabelecer uma forma consistente de identificar e agrupar as zonas funcionais para a análise probabilística de sistemas de energia.

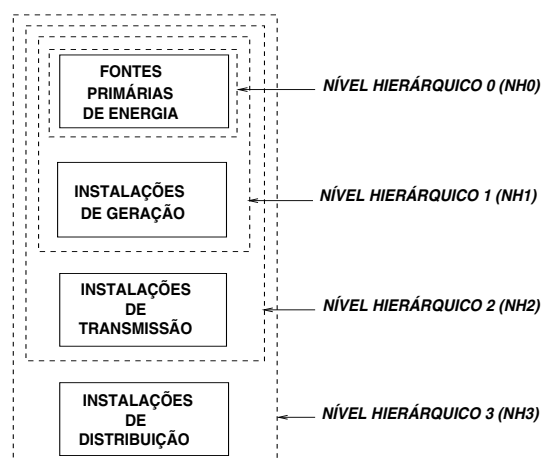


Figura 2: Zonas Funcionais Básicas e Níveis Hierárquicos.

Os níveis hierárquicos mostrados na Figura 2 são descritos a seguir [2, 3, 4, 5, 6]:

- 1) **NH0 (Nível Hierárquico 0)**: está associado apenas com fontes primárias de energia, tais como carvão, gás natural e água, e a disponibilidade destes recursos para satisfazer a demanda total do sistema ao longo de um período de tempo (semanal, mensal ou anual).
- 2) **NH1 (Nível Hierárquico 1)**: está relacionado com o sistema composto por fontes primárias de energia e instalações de geração e sua capacidade em satisfazer a demanda total do sistema;
- 3) **NH2 (Nível Hierárquico 2)**: está associado com o sistema composto por fontes primárias de energia, instalações de geração e circuitos de transmissão e sua capacidade em satisfazer a demanda em pontos de carga do sistema;
- 4) **NH3 (Nível Hierárquico 3)**: considera o sistema elétrico completo (fontes primárias de energia, geração, transmissão e distribuição) e sua capacidade em atender a demanda de energia dos consumidores individuais. A análise do NH3 não é possível na prática por causa das grandes dimensões do problema. Devido a isto, a análise do NH3 é realizada apenas para a zona funcional de distribuição.

A estrutura descrita acima vem sendo utilizada por várias décadas em estudos de confiabilidade de sistemas de potência. Entretanto, é necessário que ela seja revisada devido a dois fatores: a introdução de competição no NH1 e a presença de produtores de energia independentes em redes de distribuição [7]. O atual processo de reestruturação do setor elétrico tem como premissa básica a introdução de competição no NH1. Esta competição entre os geradores permitirá que os consumidores possam escolher os seus fornecedores de energia baseando-se nos preços oferecidos por estes fornecedores. Os preços e a potência de saída das unidades geradoras em ambiente competitivo são determinados por forças de mercado. Neste ambiente, geradores competem entre si para maximizar os seus lucros individuais e necessitam preservar a confidencialidade sobre os seus investimentos e decisões de operação. Desta forma, operação e planejamento centralizados da geração estão se tornando incompatíveis com a atual estrutura do setor elétrico. As tendências atuais para estudos no NH1, indicam o surgimento de entidades centrais

que são apenas responsáveis pela segurança/confiabilidade do sistema, mas não possuem poder de decisão sobre aspectos de comercialização de energia.

Além da introdução de competição no NH1, outro fator importante na revisão dos níveis hierárquicos descritos na Figura 2 é a presença de produtores independentes de energia em redes de distribuição. A quantidade crescente de entidades de geração conectadas a sistemas de distribuição tem grande impacto no planejamento das capacidades de geração e transmissão. Este impacto é causado pelas variações nos perfis de carga nos pontos de demanda resultantes das injeções de potência associadas com os produtores independentes de energia. Conseqüentemente, geradores convencionais venderão menos energia e serão forçados a operar fora de seus pontos ótimos devido a regulação de carga necessária para compensar flutuações aleatórias na saída dos geradores conectados ao sistema de distribuição.

A análise probabilística de transações comerciais realizada neste trabalho envolve transferências de potência entre entidades produtoras e consumidoras de grande porte, tais como usinas de geração e companhias de distribuição, através de um sistema de transmissão. Desta forma, a análise probabilística de transações comerciais realizada neste trabalho está associada com o NH2. As seções seguintes apresentam uma descrição dos principais tipos de transações comerciais realizadas no NH2. Além disso, é também realizada uma revisão bibliográfica sobre o gerenciamento da congestão causada por transações comerciais, isto é, o redespacho das transações comerciais quando estas causam violações dos limites operacionais da rede elétrica.

1.4 Transferências de Potência na Estrutura Convencional do Setor Elétrico

No passado, a estrutura do setor elétrico em diversos países, tais como Inglaterra, Estados Unidos, Nova Zelândia e Brasil, se baseava no monopólio da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Esta estrutura se caracterizava pela ausência de competição e pela presença de uma única companhia pública que era responsável pela geração e transmissão de energia para consumidores finais ou companhias de distribuição. Conseqüentemente, as transferências ou intercâmbios de potência na estrutura tradicional

do setor elétrico eram realizadas apenas entre sistemas de energia elétrica interligados, que em sua maioria pertenciam a empresas estatais. Geralmente, estas transferências de potência entre companhias estatais tinham como objetivos: melhorar a confiabilidade do sistema de geração e reduzir os custos operacionais [8].

Normalmente, quando uma transferência de potência é realizada entre sistemas interligados, a confiabilidade do sistema de geração é melhorada. O intercâmbio de potência entre sistemas interligados permite que cada sistema opere em um dado nível de risco com uma reserva girante menor do que aquela exigida sem a interligação. Esta condição ocorre devido a diversidade na ocorrência aleatória de níveis de carga e contingências em componentes do sistema (linhas/geradores) [2].

Além da maximização da confiabilidade, outra importante razão para transferir potência entre sistemas interligados é a redução nos custos operacionais. Esta redução nos custos operacionais pode ser obtida quando dois ou mais sistemas elétricos interligados operam com diferentes custos incrementais. Nesta situação, pode ser lucrativo um sistema importar/exportar energia para sistemas vizinhos [9].

1.5 Transferências de Potência na Nova Estrutura do Setor Elétrico

Em países como os Estados Unidos e a Inglaterra, a reestruturação do setor elétrico tem sido estimulada pelos benefícios econômicos obtidos com a desregulamentação de outros setores tais como telecomunicações, linhas aéreas, transportes e gás natural. A tradicional estrutura monopolista do setor elétrico só é justificada em um ambiente no qual existe economia de escala e o tempo de desenvolvimento e o impacto de novas tecnologias permanecem moderados e previsíveis. Como a aceitação social e a viabilidade financeira de grandes geradores tem diminuído e o surgimento de novas tecnologias nas áreas de engenharia elétrica (construção de unidades de geração térmicas menores e mais eficientes) e computação (INTERNET), tem aumentado, a monopolização continuada do setor elétrico tornou-se impraticável [10, 11].

Atualmente, o setor elétrico mundial está sofrendo uma transformação radical de uma indústria essencialmente regulada e monopolística para um novo modelo

caracterizado por competição na geração e acesso aberto a sistemas de transmissão. Na América do Sul, inclusive no Brasil, as principais transformações na estrutura do setor elétrico estão associadas com a privatização de companhias públicas estatais e a separação da companhia original em organizações privadas e independentes cujos proprietários são grupos de acionistas. As organizações resultantes destas privatizações podem ser empresas de geração, empresas de distribuição, que tem a responsabilidade de fornecer energia elétrica para consumidores finais, e uma entidade de controle que é responsável pela segurança e pela operação do sistema. Estas transformações se baseiam no princípio de que a separação da energia elétrica - o produto - de sua transmissão e distribuição - serviços - é o melhor caminho para se obter eficiência econômica em todos os segmentos do setor de energia elétrica [12, 13].

A reestruturação do setor elétrico tem motivado o envolvimento de entidades privadas de produção e de consumo de energia em mercados elétricos. Entidades privadas de produção são representadas por produtores independentes de energia, companhias de geração privatizadas e indústrias de grande porte que dispõem de vapor e/ou calor, resultantes de processos industriais, e podem gerar energia elétrica (cogeração) para venda no mercado com custos favoráveis. Por outro lado, entidades de consumo são representadas por companhias de distribuição privatizadas e indústrias de grande porte onde o custo de eletricidade é uma parcela significativa do seu custo de produção. Estas entidades de consumo esperam obter reduções nos seus custos de eletricidade através do acesso a outros fornecedores de energia além do seu fornecedor local.

As entidades privadas de produção e de consumo de energia podem se envolver em uma grande variedade de transações comerciais. Por exemplo, companhias de distribuição privatizadas podem comprar energia para revende-la a consumidores finais, esta transação é classificada como uma transação de atacado. Outro tipo de transação ocorre quando um agente de geração privado vende energia diretamente para consumidores (certamente indústrias de grande porte), esta transação é classificada como uma transação de varejo. Deve ser notado que as transações comerciais descritas acima envolvem apenas duas partes: uma entidade geradora e uma entidade consumidora. Este tipo de transação é conhecido como contrato bilateral. Entretanto pode haver mais que duas entidades envolvidas em transações comerciais realizadas em mercados elétricos. Por exemplo, um acordo de compra e venda de energia entre empresas de geração e

distribuição pode ser intermediado por entidades puramente comerciais tais como corretores (“brokers”) e agentes de mercados de futuros (“forward contractors”). Este tipo de transação comercial é conhecido como contrato multilateral [14]. Finalmente, deve-se observar que a desverticalização da estrutura do setor elétrico e a introdução de competição no mercado de energia aumentaram significativamente a quantidade e a diversidade de transações comerciais entre os participantes dos mercados de eletricidade.

Outro importante fator, associado com a reestruturação do setor elétrico, que contribui para um aumento no número e na diversidade das transações de potência é o livre acesso ao sistema de transmissão. O livre acesso ao sistema de transmissão garante liberdade de escolha para entidades consumidoras de energia e o desenvolvimento da competitividade entre os agentes produtores de energia. Devido a isto, diversos tipos de transações podem ser originadas dependendo da localização dos pontos de compra e venda de energia. Os principais tipos de transações comerciais, de acordo com a localização dos produtores e consumidores de energia na rede elétrica são:

1. **Transação Bilateral Local:** uma entidade de geração (G) fornece potência para uma entidade de distribuição ou para um consumidor de retalho localizados na rede de transmissão local (SISTEMA A na Figura 3).
2. **Transação Bilateral Remota:** uma entidade de geração fornece potência para uma companhia de distribuição ou consumidor de retalho localizado em um sistema de transmissão remoto (SISTEMA B na Figura 4).

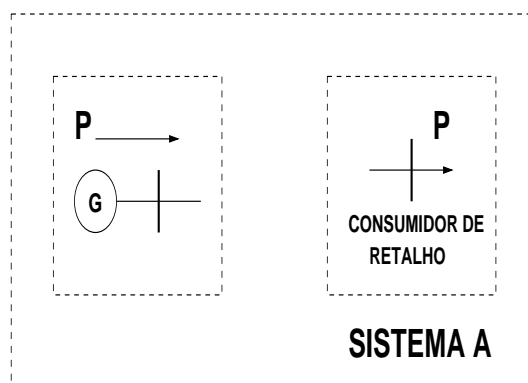


Figura 3: Transação Bilateral.

3. **Transação Multilateral Local:** um grupo de entidades geradoras fornece uma quantidade de potência P para um grupo de companhias de distribuição ou de consumidores de retalho localizados na rede de transmissão local (Figura 5). O intermediador da

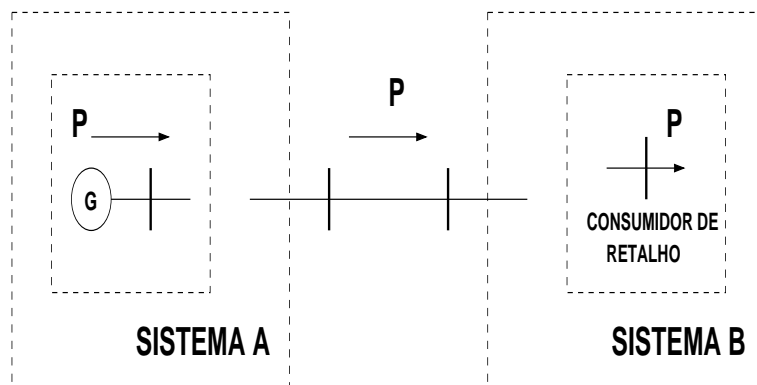


Figura 4: Transação Bilateral Remota.

transação multilateral não é representado na Figura 5, visto que o mesmo é uma entidade puramente comercial.

4. Transação Multilateral Remota: um grupo de entidades geradoras fornece uma quantidade de potência P para um grupo de companhias de distribuição ou de consumidores de retalho localizados em um sistema de transmissão remoto (Figura 6).

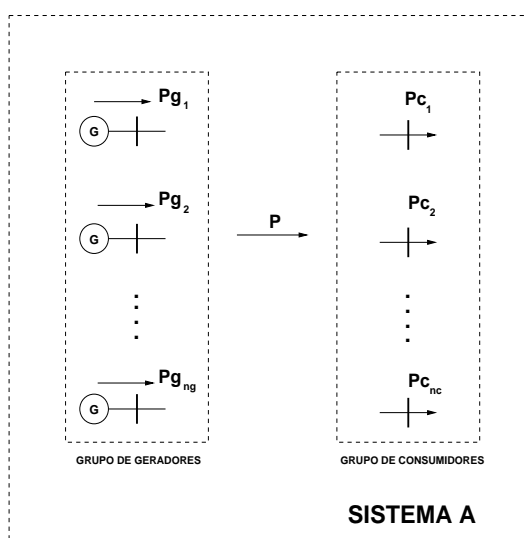


Figura 5: Transação Multilateral Local.

Em ambiente desregulamentado, as transações bilaterais e multilaterais são definidas por forças do mercado competitivo. Portanto, as transações comerciais são variáveis de entrada para o sistema de energia elétrica, ou seja, variáveis independentes. Conseqüentemente, as transações fixam os fluxos de potência dentro da rede elétrica que, por sua vez, definem a segurança da rede. Entretanto, transações bilaterais e multilaterais são especificadas sem considerar problemas de operação, controle e planejamento de um

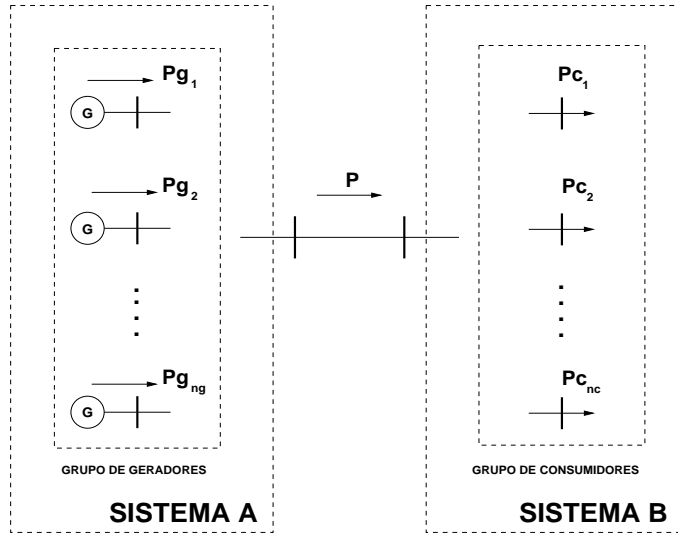


Figura 6: Transação Multilateral Remota.

sistema de energia elétrica. Devido a isto, várias metodologias tem sido desenvolvidas com o objetivo de ajudar operadores do sistema a avaliar o impacto de novas transações na confiabilidade, nas perdas de transmissão e nos custos de produção de um sistema de energia elétrica.

1.6 Congestão

As transações comerciais entre produtores e consumidores de energia elétrica são regidas pelas leis de mercado, isto é, a livre concorrência e a competição entre os produtores de energia. Entretanto, os fluxos nos circuitos (linhas e transformadores) do sistema de transmissão são regidas pelas leis de Kirchhoff. Devido a isto, nem todos os conjuntos de injeção de potência resultantes das transações comerciais são compatíveis, ou seja, há transações que violam os limites térmicos do sistema de transmissão ou necessitam de injeções de potência ativa adicionais para compensar perdas no sistema de transmissão e fechar o balanço de potência ativa na rede. A situação na qual produtores e consumidores de energia desejam produzir e consumir em quantidades que levariam o sistema de transmissão a operar além de um ou mais dos seus limites de transferência é chamada de congestão [10]. Apesar da congestão estar presente em sistemas de energia antes da desregulamentação, o termo congestão foi introduzido em sistemas de energia através das ciências econômicas, que foram utilizadas para fornecer subsídios teóricos para

o processo de reestruturação do setor elétrico. No período monopolista do setor elétrico, a maioria das transações de energia eram realizadas entre sistemas adjacentes, ou seja, sistemas elétricos diretamente interligados (vizinhos). Estas transações só resultavam em problemas quando a transferência de potência entre as áreas exportadora e importadora ameaçavam a segurança de uma área não envolvida. Esta situação era conhecida como roteamento ou pedágio (“wheeling”). Nos Estados Unidos estes problemas resultaram na criação do Acordo Geral sobre Caminhos Paralelos [9]. Os procedimentos de gerenciamento da congestão usados nos mercados elétricos atuais são derivados do Acordo Geral de Caminhos Paralelos. Atualmente, com a reestruturação do setor elétrico, o desafio do gerenciamento da congestão para o operador do sistema de transmissão é criar um conjunto de regras que assegurem controle suficiente sobre produtores e consumidores (geradores e cargas) para manter um nível aceitável de segurança e confiabilidade do sistema de energia elétrica tanto a curto prazo (operação) como a longo prazo (planejamento). Simultaneamente, este conjunto de regras deve permitir que a eficiência do mercado de energia elétrica seja maximizada. Para alcançar estes objetivos o operador do sistema de transmissão deve eliminar a congestão do sistema de transmissão usando ações corretivas tais como: operação de transformadores defasadores e dispositivos FACTS (“Flexible AC Transmission System”), redespacho da geração e corte das transações. Estas ações corretivas tem como objetivo evitar contingências em cascata com perda de carga descontrolada.

1.7 Revisão Bibliográfica

A revisão da literatura disponível sobre o assunto mostrou que o problema de gerenciamento da congestão é abordado tanto deterministicamente [15]-[27] quanto probabilisticamente [28]-[33].

Na referência [15], uma metodologia de gerenciamento da congestão é desenvolvida para o modelo PoolCo (“Pool Company”). Esta metodologia tem como objetivo minimizar os custos totais de operação do sistema (custos de geração e custos de corte de carga) e se baseia em técnicas convencionais de fluxo de potência ótimo.

Uma metodologia de gerenciamento da congestão para transações bilaterais e multilaterais é apresentada na referência [16]. Neste artigo o gerenciamento da con-

gestão é realizado minimizando-se a distância euclidiana entre os valores calculados das transações bilaterais e multilaterais e seus respectivos valores especificados.

Nas referências [17, 18, 19], o gerenciamento da congestão é abordado considerando-se a coexistência dos modelos PoolCo, Bilateral e Multilateral para a comercialização de energia. Nestes artigos, diversas estratégias de coordenação entre estes três modelos são apresentadas. Estas estratégias se baseiam no fato de que a carga do PoolCo tem prioridade sobre as transações bilaterais e multilaterais ou vice-versa.

O impacto de contratos bilaterais na segurança de regime permanente é investigado nas referências [20, 21]. Nestas referências, os contratos bilaterais são modelados através de uma matriz de transações que representa os fluxos virtuais entre compradores e vendedores de energia na rede de transações. Estes fluxos virtuais são convertidos em injeções de potência ativa na rede elétrica através de uma transformação linear. Quando os contratos realizados na rede virtual resultam em violações nas restrições de segurança (limites de fluxos nos circuitos) da rede elétrica, as violações são eliminadas obtendo-se uma matriz de transações compatível que possui a mínima distância euclidiana da matriz de transações especificada.

Na referência [22], dois modelos de gerenciamento da congestão são propostos: um para o modelo PoolCo e outro para o modelo Bilateral. Em ambos os modelos o gerenciamento da congestão é realizado minimizando-se os custos incrementais e decrementais submetidos por geradores para o redespacho de potência ativa durante a congestão.

As vantagens da utilização do modelo multilateral no gerenciamento de transações comerciais com relação aos modelos bilateral e PoolCo são apresentadas na referência [23]. Neste artigo, os autores demonstram que o modelo multilateral pode obter a mesma eficiência econômica do modelo PoolCo e também é capaz de eliminar características monopolistas, presentes tanto no modelo PoolCo quanto no modelo Bilateral. De acordo com os autores, o gerenciamento da congestão pelo operador do PoolCo ou por um operador independente do sistema recai no modelo de operação centralizado convencional. No modelo multilateral apresentado na referência [23], o gerenciamento da congestão é realizado por corretores ou agentes de mercados de futuros. Estas entidades eliminam a congestão no sistema de transmissão minimizando os custos de geração e maximizando os benefícios dos consumidores envolvidos em cada contrato multilateral.

Na referência [24], transações comerciais ineficazes são identificadas utilizando-se o conceito de máxima capacidade de transferência disponível entre um nó de venda e um nó de compra. Neste artigo, apenas as transações que não violam a máxima capacidade de transferência de potência entre os pontos de injeção e extração são adicionadas na rede elétrica. As transações que violam este limite de transferência são declaradas incompatíveis e só são adicionadas na rede elétrica após o redespacho da geração e/ou corte de transações.

As deficiências do gerenciamento da congestão bilateral são enfatizadas na referência [25]. Neste artigo é mostrado que o gerenciamento da congestão bilateral pode resultar em maiores interrupções de potência para as transações que o gerenciamento multilateral. Além disso, é mostrado que a utilização de funções objetivo que se baseiam no conceito de mínima distância euclidiana produz maiores cortes de transações do que as funções objetivo estabelecidas a partir da mínima (máxima) potência interrompida (transferência de potência) quando o gerenciamento da congestão se baseia em modelos de otimização.

A aplicação de transformadores defasadores e dispositivos FACTS no gerenciamento da congestão é descrita nas referências [26, 27]. Nestas referências os custos de ações corretivas (redespacho de geração e corte de transações) são minimizados incluindo-se transformadores e dispositivos FACTS no modelo de otimização usado no gerenciamento da congestão.

Observa-se que, a maioria dos modelos de gerenciamento da congestão se baseiam em fluxo de potência ótimo. Estes modelos diferem entre si basicamente no tipo de função objetivo que é usada na formulação matemática do problema de gerenciamento da congestão. Os principais tipos de funções objetivo usadas no gerenciamento da congestão são:

- 1) Minimização do custo de ações corretivas.
- 2) Minimização da distância euclidiana de um conjunto de transações proposto.
- 3) Maximização da transferência de potência entre barras de compra e venda de energia.

Nesta pesquisa, os modelos propostos de gerenciamento da congestão para

contratos bilaterais e multilaterais, se baseiam na minimização dos custos de ações corretivas. Esta função objetivo é utilizada devido ao fato de que o gerenciamento da congestão fundamentado no conceito de mínima distância de um ponto especificado produz cortes excessivos para as transações de potência [25]. Além disso, os modelos de gerenciamento da congestão que se baseiam na máxima transferência de potência não fornecem sinais de preço para os participantes do mercado. Portanto, estes modelos são menos atrativos que os modelos fundamentados no custo de ações corretivas para o gerenciamento da congestão.

Embora exista um grande número de publicações associadas com modelos de gerenciamento da congestão [15]-[27], estes modelos não tem sido frequentemente considerados para analisar o problema de gerenciamento da congestão de um ponto de vista probabilístico. A principal razão para este fato é a complexidade da análise probabilística do sistema composto de geração e transmissão (“composite system”) [3, 4]. Entretanto, observa-se que incertezas, tais como flutuações de carga e disponibilidade de equipamentos, tem grande impacto nos estudos de transferência de potência [34, 35, 36]. Além disso, o modelamento de incertezas no gerenciamento da congestão permite calcular os riscos e valores esperados associados com as transações comerciais. Estes fatores originaram publicações envolvendo a modelagem estocástico da rede elétrica e o gerenciamento da congestão [28]-[33].

Na referência [28], são analisados os efeitos das restrições do sistema de transmissão nos custos de operação e na confiabilidade são avaliados usando-se o Método de Monte Carlo com Simulação Não-Sequencial e Fluxo de Potência Ótimo Não-Linear para modelar variações de carga e indisponibilidade dos equipamentos. Além disso, os custos de congestão da transmissão, associados com transações comerciais, são calculados como a diferença entre os custos de operação com restrições de transmissão antes e depois da adição das transações propostas.

O impacto de transações bilaterais na análise de segurança probabilística é estudado na referência [29]. Neste artigo, apenas os valores das transações comerciais são considerados como variáveis aleatórias. A técnica proposta pelos autores para modelar transações bilaterais aleatórias consiste de uma combinação do Método de Monte Carlo com Simulação Não-Sequencial com a Matriz de Transações Bilaterais proposta nas referências [20, 21].

Na referência [30], uma metodologia que se baseia no Método de Monte Carlo com Simulação Não-Sequencial e no fluxo de potência ótimo linearizado é desenvolvida para calcular a divisão ótima da capacidade de transferência disponível em capacidades firme e interruptível. A metodologia proposta pelos autores calcula esta divisão ótima minimizando os custos de interrupção das transações e os custos operacionais da rede elétrica. A minimização destes custos é realizada para diversos estados de operação do sistema resultantes das incertezas associadas com variações do pico de carga do sistema e indisponibilidade de componentes.

O cálculo dos custos de congestão esperados e do risco de interrupção associados com as transferências de potência entre zonas geográficas ou entidades comerciais é realizado na referência [31]. O método proposto pelos autores para calcular estes índices se baseia no fluxo de potência ótimo linearizado combinado com o Método de Monte Carlo com Simulação Não-Sequencial. Além disso os custos de congestão para cada zona e para cada transação são calculados usando o conceito de preço marginal local.

Na referência [32] os efeitos de variações de carga, causadas por mudanças na temperatura, sobre a máxima capacidade de transferência disponível são investigados. Neste artigo, apenas as incertezas associadas com variáveis aleatórias contínuas são modeladas. Incertezas associadas com mudanças na estrutura do sistema, tais como contingências de linhas e geradores, não são incluídas no modelo. A partir destas considerações, os autores propõem uma metodologia para maximizar a transferência de potência em uma interface do sistema de transmissão sujeito a restrição de que a probabilidade de sobrecarga na interface seja menor que um valor especificado. Esta maximização da transferência de potência é obtida usando-se fatores de participação e expansão de Cornish-Fisher.

Na referência [33] foi proposta uma metodologia para determinar a localização espacial de novas entidades de geração que maximiza a transferência de potência entre áreas da rede elétrica. O modelo proposto pelos autores, para determinar esta alocação ótima das entidades de geração, baseia-se no Método de Monte Carlo com simulação não-sequencial e no fluxo de potência ótimo linearizado. O problema de fluxo de potência ótimo resolvido na referência [33] tem como objetivo maximizar a transferência de potência e, simultaneamente, realizar ações corretivas (corte de carga e redespacho da geração) para eliminar violações em estados de operação do sistema. Este problema é resolvido usando-

se pesos relativos para combinar em uma única função objetivo: o corte de carga, fluxos nas interligações entre áreas e injeções de potência ativa associadas com entidades de geração.

A revisão bibliográfica da literatura sobre o assunto revelou que a maioria das técnicas usadas na análise probabilística do gerenciamento da congestão se baseia no Método de Monte Carlo com Simulação Não-Sequencial. Este método tem sido preferido devido a sua flexibilidade para modelar diversas características estocásticas de sistemas de energia que não podem ser facilmente incorporadas em modelos analíticos. Além disso, foi também observado que apesar de existirem diversos tipos de transações comerciais, a maioria dos modelos probabilísticos de gerenciamento da congestão considera apenas transações bilaterais. Este fato é causado pela presença reduzida dos agentes responsáveis por contratos multilaterais na maioria dos mercados de energia elétrica da atualidade. Entretanto, estes agentes são de fundamental importância para a sobrevivência de mercados elétricos, pois eles serão responsáveis pela redução dos riscos financeiros associados com transações comerciais [14]. Apesar das transações multilaterais não serem frequentemente encontradas em mercados de energia, foram desenvolvidos alguns modelos para analisar transferências multiponto entre conjuntos de barras de injeção e extração de potência ativa [30, 33, 35]. Os modelos propostos nas referências [30, 33, 35] podem ser usados para incluir transações multilaterais na análise probabilística do gerenciamento da congestão, pois este tipo de transação está associado com transferências de potência entre grupos de entidades geradoras e consumidoras.

O impacto do gerenciamento multilateral da congestão na compatibilidade das transferências de potência vem sendo investigado apenas de um ponto de vista determinístico. Entretanto, os contratos multilaterais podem aumentar a eficiência dos mercados de energia, pois os agentes responsáveis por estes contratos (corretores e comercializadores de energia) aproximam os consumidores dos produtores de energia. Sem estes agentes, consumidores de pequeno porte não podem usufruir dos benefícios da competição, pois perderiam muito tempo em busca de informações sobre as melhores ofertas de energia. Desta forma, é importante considerar a modelagem de contratos multilaterais na análise probabilística do gerenciamento da congestão. Deve ser notado também que apenas índices probabilísticos básicos, tais como riscos e valores esperados, são calculados para transações bilaterais. Operadores do sistema, que são mais acostumados com índices

determinísticos, geralmente tem dificuldade de interpretar estes índices probabilísticos. Portanto, é necessário que se desenvolvam novos índices que permitam estabelecer um elo entre critérios determinísticos tradicionalmente usados e o modelo estocástico da rede elétrica. Observa-se que há também uma carência de estudos voltados para a avaliação do impacto de ações corretivas livres de custo, tais como transformadores defasadores, FACTS e chaveamento de linhas, nos índices probabilísticos associados com transações comerciais. Estes estudos são de grande importância, pois atualmente há uma utilização intensiva crescente das interligações do sistema de transmissão pelos participantes do mercado de energia. Entretanto, a expansão destas interligações não tem sido realizada devido a restrições ambientais e financeiras. Portanto, alternativas de reforço de baixo custo, tais como instalação de transformadores defasadores e dispositivos FACTS, devem ser investigadas para garantir a operação confiável da rede elétrica.

1.8 Motivação desta Pesquisa

Como foi discutido previamente há um interesse constante no desenvolvimento de modelos e técnicas que avaliem probabilisticamente o gerenciamento da congestão. Entretanto, a partir da literatura existente, observa-se que: nenhuma metodologia foi desenvolvida para incorporar contratos multilaterais e ações corretivas livres de custo na análise probabilística do gerenciamento da congestão e há uma necessidade de se gerar novos índices para avaliar a confiabilidade das transações comerciais. Estes novos índices probabilísticos devem integrar critérios determinísticos tradicionalmente usados pelos operadores do sistema com o modelo estocástico da rede elétrica. Com o substancial aumento na frequência e na severidade da congestão em sistemas de transmissão com livre acesso, é oportuno desenvolver metodologias que possam incorporar os aspectos mencionados acima na análise probabilística do gerenciamento da congestão. A ausência de tais metodologias motivaram o desenvolvimento do trabalho de pesquisa descrito nesta dissertação. Portanto, o objetivo principal desta pesquisa é desenvolver procedimentos e técnicas para realizar a avaliação probabilística do gerenciamento da congestão.

1.9 Objetivos desta Dissertação

O escopo desta pesquisa está centrado no desenvolvimento de uma metodologia de gerenciamento da congestão que modele o comportamento aleatório da rede elétrica através de métodos probabilísticos. Modelos e métodos para incorporar contratos multilaterais e ações livres de custo no gerenciamento da congestão foram desenvolvidos. Além disso, novos índices de confiabilidade para transações comerciais foram propostos com o objetivo de facilitar a interpretação de índices probabilísticos pelos operadores do sistema de transmissão.

Os objetivos da pesquisa são:

- 1) Desenvolver procedimentos de gerenciamento da congestão para transações bilaterais e multilaterais.
- 2) Incorporar ações corretivas livres de custo nos procedimentos de gerenciamento da congestão.
- 3) Combinar os procedimentos de gerenciamento da congestão com o modelo estocástico da rede elétrica.
- 4) Desenvolver novos índices de confiabilidade para transações comerciais usando a análise de robustez (“Well-Being Analysis”).
- 5) Avaliar o impacto do gerenciamento da congestão multilateral e ações corretivas livres de custo nos índices de confiabilidade das transações comerciais tais como:
 - Probabilidade de corte das transações.
 - Potência interrompida esperada.
 - Custos esperados de gerenciamento da congestão: custos de redespacho da geração e corte de transações.
 - Índices de robustez: probabilidade do sistema ser encontrado nos estados robusto, marginal e de risco.
- 6) Implementar computacionalmente dos modelos e algoritmos mencionados acima e realizar estudos em sistemas de teste.

1.10 Estrutura da dissertação

Esta dissertação é dividida em sete capítulos:

Capítulo 1: Contém uma introdução geral e a revisão bibliográfica dos trabalhos relacionados com o gerenciamento da congestão.

Capítulo 2: Descreve o modelo da rede elétrica utilizado no gerenciamento da congestão e o procedimento de despacho de geração e carga na zona neutra.

Capítulo 3: Formula modelos matemáticos para o gerenciamento da congestão considerando a presença de: contratos bilaterais, contratos multilaterais e ações corretivas livres de custo.

Capítulo 4: Apresenta uma descrição do Método de Pontos-Interiores usado na solução dos modelos propostos de gerenciamento da congestão.

Capítulo 5: Descreve os métodos probabilísticos usados para calcular os índices de confiabilidade das transações comerciais.

Capítulo 6: Apresenta os resultados dos testes com as metodologias de gerenciamento da congestão propostas no sistema IEEE para estudos de confiabilidade de 1996 [37], que será referenciado como RTS96 (“Reliability Test System - 1996”) daqui por diante.

Capítulo 7: Apresenta um breve resumo do trabalho realizado nesta dissertação e também contém algumas sugestões para trabalhos futuros.

2. Modelagem do Sistema de Energia Elétrica e Despacho de Geração e Carga na Zona Neutra

2.1 Modelagem do Sistema de Energia Elétrica

O modelo do sistema de energia elétrica é a representação matemática do sistema de energia elétrica real que é formulada com o objetivo de simular e prever o comportamento deste sistema para diversos cenários de operação. De acordo com a aplicação e a precisão desejada, esta representação matemática pode considerar tanto os aspectos dinâmicos como os de regime permanente de um sistema de energia elétrica. O regime permanente está associado com a existência de instalações suficientes para satisfazer a demanda dos consumidores e as restrições operacionais do sistema. Por outro lado, a análise dinâmica considera a resposta transitória do sistema a distúrbios, tais como a perda súbita de instalações de geração e/ou transmissão, os quais podem levar a perdas de componentes em cascata e, finalmente, a colapsos regionais ou do sistema inteiro.

Em princípio um modelo de gerenciamento da congestão deve incluir aspectos dinâmicos e de regime permanente do sistema de energia elétrica. Entretanto, devido ao alto custo computacional da análise dinâmica, os programas de gerenciamento da congestão atualmente disponíveis, realizam apenas a análise de regime permanente. O gerenciamento da congestão em regime permanente tem sido realizado usando-se modelos lineares e não-lineares da rede elétrica. O modelo não-linear pode incluir tanto os aspectos associados com a potência ativa como aqueles associados com a potência reativa. Por outro lado, o modelo linear fornece um compromisso razoável entre o custo computacional e a

precisão para diversas aplicações em planejamento e operação de sistemas de energia elétrica. O modelo linearizado da rede elétrica é usado neste trabalho para realizar o gerenciamento da congestão pelas seguintes razões:

- 1) Contratos bilaterais, despacho da geração e corte de carga são associados com potência ativa. Desta forma os acoplamentos $P\theta$ e QV podem ser usados para simplificar as equações de fluxo de potência;
- 2) Um grande número de estados do sistema tem de ser analisado para garantir a precisão de índices probabilísticos. Modelos que se baseiam na linearização das equações de fluxo de potência podem calcular estes índices rapidamente [3].

Entretanto, deve ser notado que se as considerações de tensão e potência reativa são exigências importantes em um determinado estudo, então a linearização das equações de fluxo de potência não é uma técnica aceitável.

O modelo linearizado da rede pode ser derivado considerando-se que [3, 40]:

- 1) A magnitude das tensões nas barras do sistema é aproximadamente igual a 1.0 pu.
- 2) A resistências dos circuitos são muito menores que as suas reatâncias.
- 3) A diferença angular entre as fases das tensões nos terminais de uma linha é pequena.

Baseando-se nestas considerações, as injeções de potência ativa nas barras da rede podem ser expressas da seguinte forma:

$$B'\theta = GPg - Pd \quad (2.1)$$

Onde:

Pg é o vetor de unidades de geração

G é a matriz de incidência das unidades de geração, ou seja, é a matriz que associa a potência de saída das unidades de geração com as injeções de potência ativa nas barras.

Os elementos de G são dados por:

$$G_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{se a unidade } j \text{ está conectada a barra } i \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

Pd é o vetor de demanda

θ é o vetor de ângulo das tensões

B' é uma matriz similar a matriz admitância de barra. Os elementos de B' são dados por:

$$\begin{aligned} B'_{kk} &= \sum_{m \in \mathcal{K}} x_{km}^{-1} \\ B'_{km} &= -x_{km}^{-1} \end{aligned}$$

Onde x_{km} é a reatância série do ramo com nós terminais (k, m) e \mathcal{K} é o conjunto de barras conectadas diretamente a barra k .

2.2 Despacho de Geração e Carga na Zona Neutra

O despacho de carga e geração consiste na otimização de uma função objetivo, associada a potência de saída dos geradores e com as demandas nas cargas, sujeito as seguintes restrições: a soma das potências geradas deve ser igual a potência consumida pelas cargas, a potência de saída de cada unidade geradora deve estar dentro dos limites de geração e os fluxos nos circuitos devem estar abaixo de seus limites operacionais. A função objetivo otimizada no despacho de carga e geração pode ser o mínimo custo operacional das unidades de geração, como era realizado na estrutura tradicional do setor elétrico, ou o máximo benefício dos participantes de um mercado de energia elétrica, como é realizado em alguns países após a reestruturação do setor elétrico. Na estrutura tradicional do setor elétrico, todas as unidades de geração eram despachadas com o objetivo de atender a demanda total do sistema, pois uma única companhia era, na maioria dos casos, proprietária dos recursos de geração e transmissão. Entretanto, após a reestruturação do setor elétrico, as companhias de geração foram privatizadas e a competição entre produtores de energia foi estimulada. Além disso, foi concedido aos consumidores de energia elétrica livre acesso ao sistema de transmissão com o objetivo de permitir a escolha dos seus fornecedores de energia de acordo com os preços de energia oferecidos por estes fornecedores. Nesta estrutura, surgiram novos tipos de transações e entidades comerciais tais como: produtores independentes de energia, comercializadores (corretores), contratos multilaterais gerenciados por comercializadores e contratos bilaterais entre produtores e consumidores de energia. Devido a esta diversidade na natureza e na quantidade das

transações comerciais realizadas em mercados elétricos atuais, é necessário identificar zonas com características similares para que o despacho de carga e geração seja realizado de acordo com as características e estrutura de coordenação existente entre estas zonas.

2.2.1 Definição das Zonas de um Sistema de Energia na Nova Estrutura do Setor Elétrico

As transações bilaterais e multilaterais realizadas em mercados de energia elétrica podem envolver produtores, consumidores e corretores de energia elétrica. Entretanto nem toda a energia do sistema elétrico é comercializada através de contratos bilaterais e multilaterais. Por exemplo, uma única companhia pode ser proprietária de um número de usinas de geração, situadas em diversas posições geográficas, e servir consumidores que também estejam geograficamente dispersos na rede de transmissão. Além disso, podem existir geradores e cargas realizando lances de preço e quantidade de energia em um mercado “spot” de eletricidade [22, 41]. Os mercados “spot” são caracterizados pela entrega do produto no momento em que a sua compra é realizada. Contudo, os mercados de energia elétrica não obedecem completamente esta definição. Por exemplo, nos mercados de energia diários os preços para cada hora do dia são conhecidos no dia anterior, ou seja, a comercialização da energia é pré-operacional [13, 41]. Devido a coexistência de mercados “spot” e transações comerciais em um mesmo sistema de energia elétrica é necessário dividir este sistema em zonas para que o gerenciamento da congestão possa ser realizado. A definição destas zonas se baseia no tipo de entidade que é proprietária de geradores e cargas e não na localização geográfica destes componentes. Por exemplo, cargas e geradores localizados na mesma barra podem pertencer a diferentes zonas. Além disso, uma zona pode ser definida por cargas e geradores localizados em qualquer barra da rede elétrica. Desta forma pode-se definir três tipos de zonas dentro do sistema de energia elétrica [31]:

- 1) **Zona Injetora:** contém entidades de geração (vendedores) participando de contratos bilaterais e multilaterais.
- 2) **Zona Extratora:** contém entidades consumidoras (compradores) participando de contratos bilaterais e multilaterais.

- 3) **Zona Neutra:** é formada por entidades geradoras e consumidoras que não estão envolvidas em nenhum tipo de transação de energia.

Na subseção 2.2.2 é apresentado o modelo utilizado neste trabalho para realizar o despacho de geração e carga em zonas neutras. Este modelo será formulado considerando-se que a zona neutra é formada por um conjunto de geradores e consumidores efetuando lances de preço e quantidade de potência ativa em um mercado “spot” de eletricidade. Estas considerações refletem as tendências atuais de reestruturação do setor elétrico em diversos países do mundo tais como: Inglaterra, Nova Zelândia e Brasil. Nestes países, a eletricidade é comercializada em um mercado “spot” de energia e está prevista ou implementada a comercialização simultânea de eletricidade em um mercado bilateral [12, 22, 18]. No Capítulo 3 é mostrada a estratégia de coordenação entre o despacho de geração e carga na zona neutra e o gerenciamento da congestão em zonas injetoras e extratoras.

2.2.2 Formulação do Problema de Despacho de Geração e Carga na Zona Neutra

Os mercados “spot” de eletricidade que tem sido implementados até o presente momento, em sua maioria, baseiam-se no modelo PoolCo. Neste modelo, todas as companhias de geração e distribuição de energia se combinam para formar uma super-companhia. Esta super-companhia tem responsabilidade de realizar o despacho de geração e carga (operação do sistema) e encargos de faturamento (gerenciamento do mercado) para a rede interligada. Em operações de despacho tradicionais, o operador do sistema toma decisões para atender a demanda de forma confiável enquanto o custo de operação dos geradores despachados é minimizado. As funções individuais de custo para cada gerador são dadas por curvas aproximadas que se baseiam no conhecimento dos custos de combustível, taxas de aquecimento (MBtu/MWh) e custos de partida de unidades de geração. Por outro lado, no modelo PoolCo o operador do sistema usa dados de lances de preço e quantidade de energia para determinar a estratégia de despacho mais eficiente. Os dados de lances fornecidos pelos geradores para o operador do sistema no modelo PoolCo são os limites inferior e superior de potência ativa e sua respectiva função de preço de venda. Similarmente, cada consumidor fornece um lance constituído de uma máxima potência ativa desejada e sua

respectiva função de preço de compra. Neste trabalho considera-se que as funções de preço de compra e venda de potência para consumidores e geradores são lineares. Apesar disso, funções não-lineares também podem ser utilizadas através da linearização da função original em diversos intervalos de potência ativa.

A partir das considerações feitas acima, a função de preço de venda para geradores pode ser dada simplesmente pelo produto da potência ativa gerada pelo seu respectivo preço de venda. Além disso, as cargas despacháveis podem ser modeladas de forma análoga a unidades de geração com suas respectivas funções de preço de venda. Este modelo de carga é obtido considerando-se que cada carga despachável tem comportamento idêntico a uma carga fixa em paralelo com um gerador fictício cujo intervalo da potência de saída varia de zero até o tamanho da carga fixa, isto é:

$$Pd_i = Pd_i^{max} - r_i$$

$$0 \leq r_i \leq Pd_i^{max}$$

Onde:

Pd_i é a carga total na barra i

Pd_i^{max} é a carga máxima na barra i

r_i é a carga cortada na barra i

Conseqüentemente, a função de preço de compra de potência ativa para cada carga despachável será dada pelo produto da carga total (Pd_i) pelo preço que a carga despachável está disposta a pagar para comprar uma quantidade de potência igual a máxima carga (Pd_i^{max}).

As funções de preço descritas acima são utilizadas para realizar o despacho do sistema no modelo PoolCo através da solução do seguinte problema de otimização linear [10, 15]:

$$\text{Min} \quad \sum_{i \in \mathcal{G}} Cg_i \cdot Pg_i - \sum_{i \in \mathcal{D}} Cd_i \cdot (Pd_i^{max} - r_i) \quad (2.2)$$

sujeito a:

$$\hat{B}' \hat{\theta} = \hat{G}Pg - (\hat{P}d^{max} - \hat{r}) \quad (2.3)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{G}} Pg_i = \sum_{i \in \mathcal{D}} (Pd_i^{max} - r_i) \quad (2.4)$$

$$0 \leq Pg \leq Pg^{max} \quad (2.5)$$

$$0 \leq r \leq Pd^{max} \quad (2.6)$$

$$-\phi^{max} \leq \phi \leq \phi^{max} \quad (2.7)$$

Onde:

Cg_i é o mínimo preço de venda de potência ativa para a unidade de geração i

Cd_i é o preço que a carga despachável i está disposta a pagar para a compra de uma quantidade de potência igual a Pd_i^{max}

\mathcal{D} é o conjunto de barras de demanda

\mathcal{G} é o conjunto de barras de geração

Pg^{max} é o vetor de máxima potência de saída das unidades geradoras

Pd^{max} é o vetor de carga máxima

r é o vetor de carga cortada

ϕ é o vetor de fluxo nos circuitos com $\phi_i = x_{km}^{-1}(\theta_k - \theta_m)$

ϕ^{max} é o vetor de máximo fluxo nos circuitos

O acento circunflexo sobre as variáveis, como em \hat{B}' , significa que os elementos associados com a barra de referência são eliminados da matriz ou vetor.

A minimização da função objetivo apresentada na equação (2.2) é equivalente a minimizar o custo da geração e maximizar o benefício dos consumidores, ou seja, maximizar o bem-estar social. Neste problema pode-se distinguir dois tipos de variáveis de otimização:

- **Variáveis de Controle:** correspondem as variáveis que são ajustadas pelo operador do PoolCo para eliminar violações no sistema, por exemplo: potência de saída dos geradores (Pg_i) e corte de carga nos pontos de demanda (r_i);
- **Variáveis de Estado ou Dependentes:** correspondem as variáveis que são determinadas após as variáveis de controle terem sido ajustadas, por exemplo: ângulo de tensão nas barras (θ_i) e fluxos nos circuitos (ϕ_i).

Além disso, deve ser notado que no Despacho do Modelo PoolCo (DMP), a carga só será cortada se os lances de preço para compra de potência (Cd_i) são baixos ou se há violações em restrições operacionais do sistema que não possam ser eliminadas com redespacho da geração. Finalmente, deve ser observado que o problema de otimização (2.2-2.7) é formulado considerando-se que a condição de operação do sistema é estática, ou seja,

é suposto que a carga e a capacidade de geração são funções independentes do tempo. Esta consideração é válida para sistemas onde não há restrições associadas com o uso de recursos energéticos (água, gás, carvão, óleo, etc.). Nestes casos, as decisões tomadas em um intervalo de tempo do período de operação (anual, semanal ou diário) não afetam as condições de operação do estágio seguinte. Entretanto, se a disponibilidade de recursos energéticos é um fator limite para a operação de determinadas usinas, o DMP deve ser realizado para um período de estudo. Neste caso, há uma relação inter-temporal entre as decisões tomadas em um dado intervalo de tempo e suas consequências futuras [9, 42].

3. Gerenciamento da Congestão nas Zonas Injetora e Extratora

3.1 Introdução

Frequentemente, as transações comerciais entre produtores e consumidores de energia causam violações nos limites de transferência de potência do sistema de transmissão, ou seja, congestão. Conseqüentemente, é necessário eliminar estas violações para que o sistema de energia permaneça em um estado de operação seguro. A forma pela qual operadores do sistema ou entidades de mercado eliminam a congestão no sistema de transmissão é denominada gerenciamento da congestão. Os procedimentos de gerenciamento da congestão usados atualmente podem diferir de acordo com: a estrutura de mercado, o tipo das transações comerciais e os recursos utilizados para eliminar a congestão. Nesta seção, serão descritos os procedimentos de gerenciamento da congestão para uma estrutura de mercado caracterizada pela coexistência de um mercado “spot” e transações bilaterais ou multilaterais. Além disso, também será mostrado como os recursos de gerenciamento da congestão, tais como corte de transações, redespacho da geração e ações livres de custo, são usados para eliminar a congestão na estrutura de mercado proposta.

O gerenciamento da congestão nas zonas injetora e extratora tem como objetivo eliminar as violações nas restrições operacionais do sistema causadas pelas transações bilaterais e/ou multilaterais entre entidades produtoras e consumidoras de energia. Nesta pesquisa as restrições operacionais consideradas são os fluxos de potência ativa nos circuitos (equação (2.7)) do sistema de transmissão. Estas restrições operacionais devem ser satisfeitas considerando-se que entidades pertencentes a zonas neutras, injetoras e extratoras têm acesso aberto ao sistema de transmissão. Conseqüentemente, deve haver um

procedimento de coordenação entre o gerenciamento da congestão nas zonas injetora e extratora e o DMP na zona neutra. O procedimento de coordenação utilizado neste trabalho tem como objetivo evitar que os contratos bilaterais e/ou multilaterais realizados entre as zonas injetora e extratora deteriorem os índices de confiabilidade da zona neutra. Devido a isto, os contratos bilaterais e multilaterais são introduzidos na rede elétrica após o DMP na zona neutra. Todavia, outras estratégias de coordenação entre o DMP e o gerenciamento da congestão também podem ser utilizadas. Por exemplo, os contratos bilaterais e/ou multilaterais podem ter prioridade sobre a carga do PoolCo, devido ao fato de que estes contratos são declarados com antecedência [18].

A ocorrência de congestão no sistema de transmissão pode resultar em contingências em cascata com perda de carga descontrolada. Portanto, a congestão no sistema de transmissão deve ser eliminada usando ações corretivas tais como [43]:

- Ações livres de custo: operação de transformadores com variação de fase e dispositivos FACTS;
- Ações não-livres de Custo: redespacho da geração e cortes de carga e/ou transações.

Nesta pesquisa, as principais ações corretivas usadas para aliviar a congestão no sistema de transmissão são o redespacho da geração e o corte de transações. Estas ações corretivas foram usadas devido a incerteza associada com o local no qual a congestão pode ocorrer. A vantagem do redespacho da geração e do corte de transações, é que estas ações corretivas podem aliviar a congestão em qualquer parte do sistema de transmissão. Por outro lado, taps de transformadores e dispositivos FACTS são muito mais eficientes para aliviar a congestão apenas nos ramos nos quais estão instalados. Nas subseções 3.2 e 3.3 será mostrado como o redespacho da geração e o corte de transações são incluídos nos procedimentos de gerenciamento da congestão para transações bilaterais e multilaterais. Além disso, na subseção 3.4 será mostrado como ações livres de custo, tais como taps de transformadores, podem ser utilizadas em conjunto com o redespacho da geração e o corte de transações para eliminar a congestão na presença de contratos bilaterais e multilaterais.

3.2 Transações Bilaterais

Um contrato bilateral é uma transação comercial na qual há apenas duas entidades envolvidas: uma entidade de venda de energia pertencente a zona injetora e uma entidade de compra de energia pertencente a zona extratora. Uma transação bilateral entre uma entidade de compra e uma entidade de venda de energia envolve a injeção de potência em um local da rede elétrica e a extração da mesma quantidade de potência, no mesmo instante, em outra localização. Cada contrato bilateral deve ser representado por uma injeção de potência positiva na barra ligada ao nó de venda e por uma injeção de potência negativa ligada ao nó de compra. As injeções de potência positiva e negativa associadas com estas barras devem ser de mesma magnitude (valor especificado da transação em MW). As injeções de potência associadas com diferentes contratos bilaterais influenciam o carregamento dos circuitos do sistema de transmissão. Devido a isto, os fluxos de potência nos circuitos podem aumentar ou diminuir, dependendo das condições de operação do sistema, magnitude das transações, direção das transferências de potência e do número de transações considerado. Consequentemente, podem existir transações bilaterais que causam congestão no sistema de transmissão.

Quando a congestão no sistema de transmissão é causada por contratos bilaterais, o corte de transações e o redespacho da geração são realizados de acordo com a Disposição a Pagar para Evitar Interrupções (DPEI) de cada contrato bilateral e os lances de preço de venda de potência das unidades de geração, respectivamente. Devido a isto, o gerenciamento da congestão deve ser realizado com o objetivo de minimizar tanto os custos de redespacho da geração como os custos de interrupções das transações. Os custos de gerenciamento da congestão para contratos bilaterais podem ser calculados através da solução do seguinte problema de otimização linear:

$$\text{Min} \quad \sum_{i \in \mathcal{G}} Cg_i \cdot \Delta P g_i + \sum_{i \in \mathcal{T}} W'_i \cdot \Delta \bar{T}_i \quad (3.1)$$

sujeito a:

$$\hat{B}' \Delta \hat{\theta} = \hat{G} \Delta P g + \hat{\Gamma} \Delta \bar{T} \quad (3.2)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{G}} \Delta P g_i = 0 \quad (3.3)$$

$$\Delta P g^{\min} \leq \Delta P g \leq \Delta P g^{\max} \quad (3.4)$$

$$0 \leq \Delta \bar{T} \leq T^{esp} \quad (3.5)$$

$$\Delta \phi^{min} \leq \Delta \phi \leq \Delta \phi^{max} \quad (3.6)$$

Onde:

T^{esp} , $\Delta \bar{T}$ são os vetores de valor especificado e potência interrompida para os contratos bilaterais.

Γ é matriz de incidência para os contratos bilaterias. Os elementos de Γ são dados por:

$$\Gamma_{ij} = \begin{cases} -1, & \text{se } i \text{ é o nó de injeção para o contrato } j \\ +1, & \text{se } i \text{ é o nó de extração para o contrato } j \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

ΔPg , $\Delta \phi$ são os vetores de desvio de geração de potência ativa e fluxos nos circuitos, respectivamente.

ΔPg^{min} , $\Delta \phi^{min}$ são os mínimos desvios em ΔPg , $\Delta \phi$, respectivamente.

ΔPg^{max} , $\Delta \phi^{max}$ são os máximos desvios em ΔPg , $\Delta \phi$, respectivamente.

W'_i é a DPEI para o contrato bilateral i .

A partir das equações (3.1-3.6), pode-se observar que os custos de gerenciamento da congestão para contratos bilaterais são obtidos a partir de um modelo incremental. Este modelo é utilizado com o objetivo de separar custos de atendimento da carga pertencente ao PoolCo dos custos de gerenciamento da congestão. As variáveis de referência utilizadas para obter o modelo incremental (3.1-3.6) são:

Pg^o é o vetor de geração de potência ativa produzido pelo DMP

θ^o , ϕ^o são os vetores de ângulo das tensões e fluxos nos circuitos, respectivamente, obtidos após adicionar os contratos bilaterais na rede elétrica.

Conseqüentemente, os vetores de desvios mínimos/máximos, associados com os fluxos nos circuitos e as gerações de potência ativa, são dados por:

$$\begin{aligned} \Delta \phi^{min} &= -\phi^{max} - \phi^o \\ \Delta Pg^{min} &= -Pg^o \\ \Delta \phi^{max} &= \phi^{max} - \phi^o \\ \Delta Pg^{max} &= Pg^{max} - Pg^o \end{aligned}$$

Após o gerenciamento da congestão ter sido realizado usando-se o modelo incremental, os custos calculados por este modelo devem ser alocados entre os contratos

que causaram a congestão. A alocação dos custos de gerenciamento da congestão pode ser realizada usando-se as seguintes técnicas: custos marginais (multiplicadores de Lagrange) ou Teoria de Jogos Cooperativos [38, 41]. Na subseção seguinte é apresentado um modelo de gerenciamento da congestão para contratos multilaterais.

3.3 Transações Multilaterais

Atualmente, a maioria dos procedimentos que usa redespacho da geração e corte de transações para o gerenciamento da congestão considera que as transações entre as zonas injetora e extratora são bilaterais. Em contratos bilaterais, as transferências de potência entre entidades de compra e venda são tratadas de maneira individual, isto é, a injeção de potência em um dado nó de venda é igual a extração de potência no nó de compra correspondente. Além disso, recursos de potência adicionais utilizados para aliviar a congestão são considerados separadamente na presença de contratos bilaterais, em outras palavras, os recursos adicionais de potência não são utilizados para suprir as potências nos nós de compra. Conseqüentemente, os recursos adicionais de potência eliminam a congestão criando fluxos em sentido oposto (“counter-flows”) ao dos fluxos que causam congestão nos circuitos do sistema de transmissão. Estas características dos contratos bilaterais podem resultar em interrupções excessivas para as transações comerciais. Na referência [25], é proposto que a realização de contratos multilaterais entre entidades de compra e venda de energia pode reduzir as interrupções excessivas causadas por contratos bilaterais. Em contratos multilaterais as injeções de potência associadas com entidades de compra/venda de energia e recursos adicionais de geração são despachadas juntas em um único pacote (“bundle”). Devido a isto, a soma das injeções de potência associada com os nós de compra/venda e fornecedores adicionais deve ser igual a zero. Este fato permite que a demanda em um nó de compra possa ser suprida por qualquer entidade geradora engajada no contrato multilateral. Portanto, as interrupções associadas com contratos multilaterais são menores que aquelas associadas com contratos bilaterais.

O gerenciamento da congestão para transações multilaterais é realizado utilizando-se as mesmas ações corretivas adotadas para transações bilaterais, ou seja, redespacho da geração e corte de transações. Conseqüentemente, a estratégia ótima de gerenciamento da congestão é também obtida através da minimização dos custos de redespacho da geração e corte de transações. Entretanto, deve ser notado que na presença de contratos multilaterais, o balanço de potência ativa deve ser realizado individualmente para cada contrato multilateral. Isto é, em cada contrato multilateral a soma das potências de entrada (nós de venda e recursos adicionais de geração) deve ser igual a soma das potências de saída (nós de compra). Este problema pode ser formulado da seguinte

forma [44]:

$$\text{Min} \quad \sum_{k \in \mathcal{M}} \left(\sum_{j \in \mathcal{G}[k]} Cg_j[k] \cdot \Delta P g_j[k] + \sum_{j \in \mathcal{B}[k]} W_j'' \cdot \Delta \bar{T} b_j[k] \right) \quad (3.7)$$

sujeito a:

$$\hat{B}' \Delta \hat{\theta} = \sum_{k \in \mathcal{M}} \left(\hat{G}[k] \Delta P g[k] + \hat{\Gamma}_s[k] \Delta T s[k] + \hat{\Gamma}_b[k] \Delta \bar{T} b[k] \right) \quad (3.8)$$

$$\sum_{j \in \mathcal{G}[k]} \Delta P g_j[k] + \sum_{j \in \mathcal{S}[k]} \Delta T s_j[k] + \sum_{j \in \mathcal{B}[k]} \Delta \bar{T} b_j[k] = 0 \quad k \in \mathcal{M} \quad (3.9)$$

$$\Delta P g^{\min}[k] \leq \Delta P g[k] \leq \Delta P g^{\max}[k] \quad k \in \mathcal{M} \quad (3.10)$$

$$-T s^{\text{esp}}[k] \leq \Delta T s[k] \leq 0 \quad k \in \mathcal{M} \quad (3.11)$$

$$0 \leq \Delta \bar{T} b[k] \leq T b^{\text{esp}}[k] \quad k \in \mathcal{M} \quad (3.12)$$

$$\Delta \phi^{\min} \leq \Delta \phi \leq \Delta \phi^{\max} \quad (3.13)$$

Onde:

A notação $[k]$ associa uma determinada variável com o contrato multilateral k , por exemplo, $\mathcal{G}[k]$ é o conjunto de geradores pertencentes ao contrato multilateral k .

\mathcal{M} é o conjunto de contratos multilaterais.

$\mathcal{B}[k]$, são os conjuntos de nós compra e venda, respectivamente, associados com contrato multilateral k

$W_j''[k]$ é a DPEI do nó de compra j pertencente ao contrato multilateral k

$\Delta T s_j[k]$ é o desvio de injeção de potência ativa para o nó de venda j pertencente ao contrato multilateral k .

$\Delta \bar{T} b_j[k]$ é a potência ativa interrompida para o nó de compra j pertencente ao contrato multilateral k .

$T s^{\text{esp}}[k]$, $T b^{\text{esp}}[k]$ são os vetores de injeção e extração de potência ativa especificada, respectivamente, para o contrato multilateral k .

$\Delta T s[k]$ é o vetor de desvio de injeção de potência ativa associado com o contrato multilateral k .

$\Delta \bar{T} b[k]$ é o vetor de potência ativa interrompida associado com o contrato multilateral k .

$\Gamma_s[k]$ é a matriz de incidência para os nós de venda associados com o contrato multilateral k . Os elementos de $\Gamma_s[k]$ são dados por:

$$\Gamma_s[k]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{se } i \text{ é o nó de venda para o contrato } j. \\ 0 & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

$\Gamma b[k]$ é a matriz de incidência para os nós de compra associados com o contrato multilateral k . Os elementos de $\Gamma b[k]$ são dados por:

$$\Gamma b[k]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{se } i \text{ é o nó de compra para o contrato } j. \\ 0 & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

As variáveis de referência usadas para obter o modelo incremental (3.7-3.13) são as mesmas usadas para obter o modelo incremental (3.1-3.6). Finalmente, deve ser observado que cada contrato multilateral do conjunto \mathcal{M} é arranjado por um corretor ou agente de mercado. Estas entidades comerciais são responsáveis pela compensação de perdas e gerenciamento da congestão em mercados multilaterais [23].

3.4 Ações Livres de Custo

Até o momento, os procedimentos de gerenciamento da congestão apresentados para transações bilaterais e multilaterais se baseiam em ações não-livres de custo tais como: redespacho da geração e corte de transações. No início deste capítulo, foi mencionado que estas ações corretivas são mais atrativas para o gerenciamento da congestão do que taps de transformadores e dispositivos FACTS. Entretanto, se estes dispositivos de controle de fluxo são adequadamente instalados, as reduções nos custos de gerenciamento da congestão e interrupções nas transações podem ser significativas. Além do local de instalação, outro importante aspecto associado com as ações livres de custo é a escolha do tipo de dispositivo que será utilizado para eliminar a congestão na transmissão. Os principais dispositivos empregados no gerenciamento da congestão são os transformadores defasadores (TD) e os capacitores série controlados a tiristor (CSCT). Os TD tem baixo custo de instalação devido ao fato de que a variação de fase é realizada mecanicamente. Por outro lado, os CSCT tem alto custo de instalação devido a utilização de componentes eletrônicos de alta potência (tiristores) para controlar a impedância série da linha [45]. Devido a isto os TD são mais adequados para o gerenciamento da congestão do que CSCT. Entretanto, se dispositivos de ação rápida são exigidos para eliminar problemas de estabilidade de tensão e/ou aumentar a margem de estabilidade transitória, os CSCT devem ser utilizados em vez de TD. Neste trabalho, é estudada a utilização de TD no gerenciamento da congestão [46]. O modelo matemático utilizado para incorporar TD nos procedimentos de gerenciamento da congestão é a seguir apresentado. Os resultados dos testes com TD incluídos nos procedimentos de gerenciamento da congestão são apresentados no capítulo 6 (Resultados dos Testes).

O fluxo de potência ativa linearizado em um TD é dado pela seguinte expressão [40]:

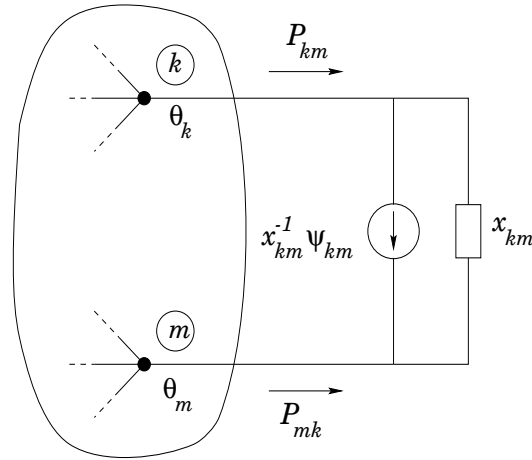
$$P_{km} = x_{km}^{-1}(\theta_{km} + \psi_{km}) \quad (3.14)$$

Onde:

ψ_{km} é a variação de fase produzida pelo defasador

$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$ é o ângulo através do transformador defasador $k - m$. A partir da expressão (3.14), pode ser concluído que o fluxo de potência em um TD tem duas componentes: uma componente associada com a susceptância ($x_{km}^{-1}\theta_{km}$) e outra associada com a variação de

fase ($x_{km}^{-1}\psi_{km}$). Este fato permite que o TD possa ser representado pelo circuito equivalente mostrado na Figura 7.



REDE ELÉTRICA

Figura 7: Circuito equivalente do TD.

A partir da Figura 7, as injeções de potência ativa nos nós k e m são dadas por:

$$\sum_{m=1}^{NB} B'_{km} \theta_m = \sum_{m=1}^{NG} G_{km} P g_m - P d_k - x_{km}^{-1} \psi_{km}$$

$$\sum_{k=1}^{NB} B'_{mk} \theta_k = \sum_{k=1}^{NG} G_{mk} P g_k - P d_m + x_{km}^{-1} \psi_{km}$$

Onde NG e NB são os números de barra e unidades de geração da rede elétrica.

Conseqüentemente, quando TD são inseridos no sistema de transmissão a equação (2.1) deve ser reescrita da seguinte forma:

$$B' \theta = G P g - P d + \Psi \psi \quad (3.15)$$

Onde:

ψ é o vetor de variações de fase produzidas pelos TD

Ψ é a matriz de incidência para os TD. Os elementos de Ψ são dados por:

$$\Psi_{km} = \begin{cases} -x_{km}^{-1} & \text{Se } k \text{ é o nó inicial para o TD entre os nós } k \text{ e } m. \\ x_{km}^{-1} & \text{Se } m \text{ é o nó final para o TD entre os nós } k \text{ e } m. \\ 0 & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

A equação (3.15) permite que os TD possam ser incluídos nos modelos de minimização dos custos de congestão, propostos nas subseções 3.2 e 3.3. Desta forma, a minimização dos custos de congestão para transações bilaterais incluindo TD é dada pela solução do seguinte problema de otimização linear:

$$\text{Min} \sum_{i \in \mathcal{G}} Cg_i \cdot \Delta P g_i + \sum_{i \in \mathcal{T}} W'_i \cdot \Delta \bar{T}_i \quad (3.16)$$

sujeito a

$$\hat{B}' \Delta \hat{\theta} = \hat{G} \Delta P g + \hat{\Gamma} \Delta \bar{T} + \Psi \Delta \psi \quad (3.17)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{G}} \Delta P g_i = 0 \quad (3.18)$$

$$\Delta P g^{\min} \leq \Delta P g \leq \Delta P g^{\max} \quad (3.19)$$

$$0 \leq \Delta \bar{T} \leq T^{esp} \quad (3.20)$$

$$\Delta \phi^{\min} \leq \Delta \phi \leq \Delta \phi^{\max} \quad (3.21)$$

$$\psi^{\min} \leq \Delta \psi \leq \psi^{\max} \quad (3.22)$$

Onde

$\Delta \psi$ é o vetor de desvios na variação de fase dos TD.

ψ^{\min} e ψ^{\max} são os vetores de valores mínimo e máximo de $\Delta \psi$, respectivamente.

A partir da equação (3.22), pode-se observar que as variáveis incrementais dos TD tem sido obtidas assumindo-se que a variação de fase inicial dos TD é igual a zero. Além disso, considerou-se que os TD são operados apenas para eliminar a congestão causada pelas transações de potência, ou seja, os TD não são utilizados no DMP. Estas considerações são estabelecidas com o objetivo de aumentar a eficiência dos TD no gerenciamento da congestão. Um modelo análogo pode ser obtido para transações multilaterais adicionando-se o termo $\Psi \Delta \psi$ na equação (3.8) e incluindo-se a restrição $\psi^{\min} \leq \Delta \psi \leq \psi^{\max}$ no conjunto de equações (3.7-3.13).

4. Algoritmo de Otimização

4.1 Introdução

A otimização linear está relacionada com a minimização ou maximização de uma função linear enquanto um conjunto de restrições lineares de igualdade ou desigualdade é satisfeito [47]. Os problemas de otimização linear são geralmente apresentados da seguinte forma:

$$\begin{array}{l} \text{Minimizar} \quad c_1x_1 + c_2x_2 + \cdots + c_nx_n \\ \text{Sujeito a} \\ a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \cdots + a_{1n}x_n \leq b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \cdots + a_{2n}x_n \leq b_2 \\ \vdots \qquad \qquad \qquad \vdots \qquad \qquad \qquad \vdots \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \cdots + a_{mn}x_n \leq b_m \\ x_1, \qquad x_2, \qquad \dots, \qquad x_n \geq 0 \end{array}$$

Onde:

$c_1x_1 + c_2x_2 + \cdots + c_nx_n$ é a função objetivo ou a função de critério a ser minimizada.

Os coeficientes c_1, c_2, \dots, c_n são os coeficientes de custo

x_1, x_2, \dots, x_n são as variáveis de decisão ou variáveis estruturais ou níveis de atividade.

A desigualdade $\sum_{j=1}^n a_{ij}x_j \geq b_i$ denota a i -ésima restrição .

Os coeficientes a_{ij} para $i = 1, \dots, m$ e $j = 1, \dots, n$ são chamados coeficientes tecnológicos [47]. Estes coeficientes tecnológicos formam a matrix de restrições A :

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m1} & a_{m2} & \cdots & a_{mn} \end{bmatrix}$$

O vetor coluna cujo i -ésimo componente é b_i , que é referenciado como vetor do membro direito, representa os requerimentos mínimos a serem satisfeitos.

As restrições $x_1, x_2, \dots, x_n \geq 0$ são as restrições de não-negatividade. Um conjunto de variáveis x_1, x_2, \dots, x_n satisfazendo todas as restrições é chamado ponto compatível ou vetor compatível. O conjunto de tais pontos constitui a região factível ou espaço factível.

Neste capítulo será apresentada a formulação para problemas de programação linear usada na solução do DMP e no gerenciamento da congestão. Adicionalmente, será descrito o método utilizado na obtenção da solução ótima associada com esta formulação. Finalmente, serão descritos alguns aspectos associados com a implementação computacional do método proposto.

4.2 Aplicação de Técnicas de Otimização Linear na Solução dos Problemas de DMP e Gerenciamento da Congestão

O modelo linearizado da rede elétrica permite que o DMP e o gerenciamento da congestão possam ser formulados como problemas de otimização linear. As funções objetivo otimizadas no DMP e no gerenciamento da congestão são o máximo bem-estar social (mínimo custo de geração e o máximo benefício dos consumidores) e o custo das ações corretivas (redespacho da geração e o corte de transações), respectivamente. As restrições que são consideradas nestes problemas são: limites de injeção de potência ativa, fluxos nos ramos e equações de balanço de potência ativa. A metodologia tradicionalmente utilizada na solução de problemas de otimização linear em sistemas de potência é o Método Simplex [48, 49]. Recentemente, estudos realizados com o Método de Pontos-Interiores [50, 51, 52] mostram que este método parece ser mais eficiente que o Método Simplex principalmente em aplicações de grande porte [51, 53, 54]. Estes resultados também motivaram a aplicação do Método de Pontos-Interiores em problemas de fluxo de potência ótimo não-linear [39, 55, 56, 57]. Nesta pesquisa o Método de Pontos-Interiores Primal-Dual (MPIPD) é usado para maximizar o bem-estar social no DMP e minimizar o custo de ações corretivas no gerenciamento da congestão. Estes dois problemas de otimização são resolvidos usando a versão do MPIPD proposta por Yan e Quintana [58]. Esta versão

do MPIPDP é usada pelas seguintes razões:

- 1) Pontos de partida compatíveis não são exigidos. Esta característica é muito importante no gerenciamento da congestão, pois a minimização do custo de ações corretivas é realizada apenas quando há violações nos fluxos dos circuitos.
- 2) Restrições e variáveis com limites inferior e superior são facilmente modeladas.
- 3) A formulação do problema se baseia na matriz admitância. Esta formulação evita a ocorrência de colunas densas no jacobiano do Método Primal-Dual e permite que técnicas de esparsidade possam ser utilizadas no processo de solução.

Os problemas de fluxo de potência ótimo apresentados nos capítulos 2 e 3 são resolvidos usando a seguinte formulação padrão:

$$\text{Min} \quad c^t x \quad (4.1)$$

sujeito a:

$$Ax = b \quad (4.2)$$

$$l \leq x \leq u \quad (4.3)$$

Onde l e u são os vetores de limites inferior e superior, respectivamente, associados com o vetor de variáveis de decisão x .

A formulação padrão (4.1-4.3) é adequada para realizar o DMP e o gerenciamento da congestão, mas as restrições de fluxos nos circuitos devem ser convertidas em restrições de igualdade. Na referência [58], esta conversão é realizada substituindo-se o fluxo em cada circuito por uma restrição de igualdade com uma nova variável limitada incluída. A aplicação deste procedimento às restrições de fluxo nos circuitos, resulta em:

$$\begin{aligned} x_{km}^{-1}(\theta_k - \theta_m) &= \phi_i \quad i = 1, \dots, NC \\ -\psi_i^{max} &\leq \phi_i \leq \psi_i^{max} \quad i = 1, \dots, NC \end{aligned}$$

Onde NC é o número de circuitos. Além disso, deve ser notado que todas as variáveis nas equações (4.1-4.3) possuem limites inferior e superior. Entretanto, o ângulo de fase das tensões nos barramentos é uma variável livre. Esta dificuldade é contornada atribuindo-se limites superior e inferior, suficientemente grandes, ao ângulo de fase das tensões nos barramentos. Este procedimento evita problemas de convergência associados com variáveis livres no MPIPDP [50, 51].

Introduzindo-se variáveis de folga s e v para transformar as restrições de limite (4.3) em restrições de igualdade, podemos reescrever o problema de otimização (4.1-4.3) da seguinte forma:

$$\text{Min } c^t x \quad (4.4)$$

sujeito a:

$$Ax = b \quad (4.5)$$

$$x - v = l \quad (4.6)$$

$$x + s = u \quad (4.7)$$

$$v \geq 0, \quad s \geq 0 \quad (4.8)$$

O problema dual correspondente a equação (4.4-4.8) é dado por:

$$\text{Max } b^t y - u^t w + l^t z \quad (4.9)$$

sujeito a:

$$A^t y - w + z = c \quad (4.10)$$

$$z \geq 0, \quad w \geq 0 \quad (4.11)$$

A base teórica do MPIPD é constituído por três blocos principais [53]: Método de Newton, Transformação de Lagrange e Métodos de barreira logarítmica de Fiacco e McCormick [59]. A derivação do MPIPD utilizado nesta pesquisa é obtida através da aplicação destas três teorias aos problemas caracterizados pelas equações (4.4-4.8) e (4.9-4.11). Esta aplicação é realizada através dos seguintes passos:

- **PASSO 1:** Substituir as restrições de não negatividade (4.8) e (4.11) por termos de penalidade de barreira logarítmica adicionados na função objetivo.
- **PASSO 2:** Mover as restrições de igualdade para a função objetivo com a transformação de Lagrange, para obter um problema de otimização irrestrito. Escrever as condições de optimalidade de primeira ordem para este problema.
- **PASSO 3:** Aplicar o método de Newton para resolver estas condições de optimalidade, ou seja, resolver um sistema de equações não-lineares

A aplicação dos passos 1, 2 e 3 aos problemas descritos nas equações (4.4-4.8) e (4.9-4.11) é descrita a seguir:

PASSO 1: Substituição das restrições de não-negatividade por termos de penalidade de barreira logarítmica.

Após a aplicação do passo 1, os problemas primal e dual podem ser reescritos da seguinte forma:

Primal:

$$\text{Min} \quad c^t x - \mu \left(\sum_{j=1}^n \ln v_j + \sum_{j=1}^n \ln s_j \right) \quad (4.12)$$

sujeito a:

$$Ax = b \quad (4.13)$$

$$x - v = l \quad (4.14)$$

$$x + s = u \quad (4.15)$$

Dual:

$$\text{Max} \quad b^t y - u^t w + l^t z + \mu \left(\sum_{j=1}^n \ln z_j + \sum_{j=1}^n \ln w_j \right) \quad (4.16)$$

sujeito a:

$$A^t y - w + z = c \quad (4.17)$$

Onde μ é o parametro de barreira. Quando μ tende a zero as soluções ótimas dos problemas descritos nas equações (4.12-4.15) e (4.16-4.17) se aproximam das soluções ótimas dos problemas (4.4-4.8) e (4.9-4.11), respectivamente [59].

PASSO 2: Introdução das restrições de igualdade na função objetivo usando-se a transformação de Lagrange

Aplicando-se a transformação de Lagrange ao problema (4.12-4.15), tem-se:

Primal:

$$L_p(x, v, s, y, z, w) = c^t x - \mu \left(\sum_{j=1}^n \ln v_j + \sum_{j=1}^n \ln s_j \right) - y^t (Ax - b) - z^t (x - v - l) + w^t (x + s - u)$$

Onde L_p é a função Lagrangeana para o problema primal. As condições de optimalidade são obtidas igualando-se a zero todas as derivadas parciais de L_p . Estas condições são descritas pelo seguinte conjunto de equações:

$$Ax = b \quad (4.18)$$

$$x - v = l \quad (4.19)$$

$$x + s = u \quad (4.20)$$

$$A^t y - w + z = c \quad (4.21)$$

$$SWe = \mu e \quad (4.22)$$

$$VZe = \mu e \quad (4.23)$$

Onde:

S , W , V e Z representam matrizes diagonais com os vetores s , w , v e z , respectivamente, na diagonal.

e é um vetor de dimensão n com todos os elementos iguais a 1.

PASSO 3: Solução das condições de Optimalidade usando-se o método de Newton

O terceiro passo consiste de aplicar o método de Newton de um passo as condições das equações (4.18-4.23) para encontrar as direções de busca. Este procedimento resulta no seguinte sistema de equações lineares:

$$\begin{bmatrix} O & A^t & I & O & -I & O \\ A & O & O & O & O & O \\ I & O & O & O & O & I \\ I & O & O & -I & O & O \\ O & O & O & O & S & W \\ O & O & V & Z & O & O \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \\ \Delta z \\ \Delta v \\ \Delta w \\ \Delta s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_d \\ r_p \\ \tau \\ \eta \\ S\sigma \\ V\gamma \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

Onde:

$$r_p = b - Ax$$

$$r_d = c - A^t y + w - z$$

$$\tau = u - x - s$$

$$\eta = l - x + v$$

$$\sigma = \mu S^{-1} e - We$$

$$\gamma = \mu V^{-1} e - Ze$$

Eliminando-se as variáveis Δz , Δv , Δw e Δs do sistema de equações (4.24), nós obtemos o seguinte sistema de equações:

$$\begin{bmatrix} -D^{-1} & A^t \\ A & O \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \rho \\ r_p \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

$$\Delta s = \tau - \Delta x \quad (4.26)$$

$$\Delta v = \Delta x - \eta \quad (4.27)$$

$$\Delta w = \sigma - S^{-1}W\Delta s \quad (4.28)$$

$$\Delta z = \gamma - V^{-1}Z\Delta v \quad (4.29)$$

Onde:

$$D = (S^{-1}W + V^{-1}Z)^{-1}$$

$$\rho = (c - A^t y + w - z) + (\sigma - \gamma) - (S^{-1}W\tau + V^{-1}Z\eta)$$

A equação (4.25) é conhecida como sistema aumentado [50]. A matriz dos coeficientes desta equação é simétrica porém indefinida, ou seja, não há garantia que elementos diagonais não-nulos serão encontrados em todos os passos intermediários do processo de fatorização. Devido a isto, a escolha dos pivôs no processo de fatorização deve garantir a estabilidade numérica do algoritmo e também explorar a esparsidade do problema. Este fato aumenta o custo computacional dos algoritmos usados na solução do sistema aumentado, pois não é possível utilizar uma única sequência de pivoteamento durante todo o processo de fatorização [60]. Uma alternativa para contornar esta dificuldade do sistema aumentado é eliminar a variável Δx da equação (4.25) para obter o seguinte sistema de equações:

$$\Delta y = (ADA^t)^{-1} [b - Ax + AD\rho] \quad (4.30)$$

$$\Delta x = D(A^t\Delta y - \rho) \quad (4.31)$$

A formulação apresentada na equação (4.30) é conhecida como equação normal [50]. Com os valores de Δx e Δy determinados pelas equações (4.30) e (4.31), respectivamente, as variáveis Δz , Δv , Δw e Δs são determinadas a partir das equações (4.26-4.29). A matriz dos coeficientes da equação (4.30) é simétrica e positiva definida, ou seja, pode-se assegurar que os elementos diagonais desta matriz serão positivos durante

todo o processo de fatoração. Este fato permite que a matriz ADA^t possa ser fatorada usando o método Cholesky. Este método tem a vantagem de que a sequência de pivoteamento usada no processo de fatoração pode ser determinada apenas com o objetivo de explorar a esparsidade do sistema. Conseqüentemente, a ordenação e a análise simbólica da matriz ADA^t podem ser realizadas apenas uma vez para criar uma estrutura de dados estática para os fatores Cholesky. A versão do algoritmo Cholesky utilizada neste trabalho se baseia no algoritmo proposto na referência [61]. Este algoritmo é implementado usando-se as técnicas de esparsidade propostas na referência [62].

Após as variáveis Δx , Δy , Δz , Δv , Δs e Δw terem sido calculadas, uma nova aproximação para a solução ótima é então encontrada da seguinte forma:

$$\begin{aligned} x &:= x + \alpha_p \Delta x \\ v &:= v + \alpha_p \Delta v \\ s &:= s + \alpha_p \Delta s \\ y &:= y + \alpha_d \Delta y \\ z &:= z + \alpha_d \Delta z \\ w &:= w + \alpha_d \Delta w \end{aligned}$$

Os tamanhos dos passos α_p e α_d são ajustados para preservar as condições de não-negatividade das variáveis primais (s e v) e duais (z e w), respectivamente.

4.3 Implementação Computacional do MPIPD

Nesta seção serão descritos os principais aspectos associados com a implementação computacional do MPIPD

4.3.1 Parâmetro de barreira μ

Uma etapa crucial no MPIPD é a estimação do parâmetro de barreira μ . Devido a isto, existem diversas estratégias de estimação do parâmetro μ usadas na solução de problemas de otimização linear com o MPIPD [53, 51]. Basicamente, estas estratégias baseiam-se no intervalo (“gap”) de dualidade [53] ou na complementariedade do problema

de otimização linear [51]. Neste trabalho, adotou-se a complementariedade, pois ela está diretamente relacionada com o parâmetro de barreira μ através das equações (4.22) e (4.23). A partir destas equações pode-se obter o valor de μ da seguinte forma:

$$\mu = \frac{v^t z + s^t w}{2\beta n} \quad (4.32)$$

Como nós podemos observar a equação (4.32) fornece uma estimativa do valor de μ para os valores atuais das variáveis v , z , s e w . A teoria básica do MIPD exige que o parâmetro de barreira se aproxime de zero a cada iteração do algoritmo. Desta forma, o novo valor de μ deve ser substancialmente menor que o seu valor atual. Neste trabalho adotou-se a estratégia de decaimento do parâmetro proposta na referência [58]. Nesta estratégia o parâmetro μ é reduzido a cada iteração da seguinte forma:

$$\mu = \lambda \frac{v^t z + s^t w}{2\beta n} \quad (4.33)$$

Onde $\lambda = 0.1$, exceto quando a função objetivo primal é menor que a função objetivo dual, neste caso o valor de μ é elevado ajustando-se $\lambda = 10.0$. Este procedimento é utilizado para eliminar problemas de convergência que ocorrem quando $c^t x < b^t y - u^t w + l^t z$.

4.3.2 Comprimento do passo

Uma das vantagens do MIPD é que ele permite utilizar comprimentos de passo distintos para os problemas primal e dual. Esta estratégia mostra-se ser muito eficiente na prática, reduzindo significativamente o número de iterações para se obter a convergência do algoritmo [51]. Os comprimentos de passo (α_p, α_d) são determinados de tal maneira que as condições de não negatividade de ($v \geq 0, s \geq 0$) e ($z \geq 0, w \geq 0$) sejam preservadas. Estas condições são preservadas através do seguinte teste de razão:

$$\alpha_p = \rho \min \left\{ 1.0, \frac{-v_j}{\Delta v_j}, \frac{-s_j}{\Delta s_j} \mid \Delta v_j < 0, \Delta s_j < 0 \right\} \quad (4.34)$$

$$\alpha_d = \rho \min \left\{ 1.0, \frac{-z_j}{\Delta z_j}, \frac{-w_j}{\Delta w_j} \mid \Delta z_j < 0, \Delta w_j < 0 \right\} \quad (4.35)$$

Na referência [58], ρ é inicialmente ajustado para 0.95, e então, é aumentado para 0.9995 quando os resíduos primal ($Ax - b$) e dual ($A^t y - w + z - c$) são menores que um certo valor, por exemplo 1.0×10^{-2} . Esta estratégia é mais eficiente que usar um valor constante de ρ em todas as iterações do algoritmo, pois evita que o algoritmo

efetue grandes incrementos nas variáveis quando os resíduos possuem valores elevados. Nesta situação, a realização de grandes correções nas variáveis pode causar problemas de convergência.

4.3.3 Ponto de Partida

Uma característica importante do MPIPD, proposto na referência [58], é o fato de não ser exigido que o ponto de partida das variáveis primais e duais sejam compatíveis. Entretanto, as variáveis primais e duais devem ser estritamente positivas. Esta condição é satisfeita usando-se a seguinte estratégia para obter o ponto de partida do MPIPD:

- **Valor inicial de x**

$$x = 10\beta\tilde{x}$$

Onde \tilde{x} e β são dados por:

$$\begin{aligned}\tilde{x}_j &= \frac{1}{\|A_{\bullet j}\|_1 + 1} \\ \beta &= \frac{1}{\|A\tilde{x}\|_1 + 1} \\ A_{\bullet j} &= \text{é a coluna } j \text{ da matriz } A \\ \|A_{\bullet j}\|_1 &= \sum_{i=1}^m |a_{ij}|\end{aligned}$$

Se qualquer componente $x_j > (l_j + u_j)/2$, então x_j é ajustado para $x_j = (l_j + u_j)/2$.

- **Valores iniciais de v e s**

$$v = x - l$$

$$s = u - x$$

Se qualquer componente v_j (s_j) é menor que 1.0, então esta componente é ajustada para 1.0.

- **Valor inicial de y**

O vetor dual y é simplesmente ajustado para zero.

- **Valor inicial de z**

Se $c_j < 0$, então $z_j = 1.0$, caso contrário $z_j = c_j + 1.0$

- **Valor inicial de w**

O valor inicial de w é ajustado para satisfazer as condições de compatibilidade do problema dual, ou seja, $w = A^t y + z - c = z - c$ (pois o valor inicial de y é zero).

4.3.4 Critérios de Convergência

A convergência do MPIPDP é obtida quando as seguintes condições de optimalidade e compatibilidade são satisfeitas:

$$\frac{\|Ax - b\|}{1 + \|x\|} \leq \varepsilon_o \quad (4.36)$$

$$\frac{\|A^t y - w + z - c\|}{1 + \|y\| + \|w\| + \|z\|} \leq \varepsilon_f \quad (4.37)$$

$$\frac{\|x - v - l\|}{1 + \|x\| + \|v\|} \leq \varepsilon_f \quad (4.38)$$

$$\frac{\|c^t x - (b^t y - u^t w + l^t z)\|}{1 + \|b^t y - u^t w + l^t z\|} \leq \varepsilon_o \quad (4.39)$$

$$\frac{\|x + s - u\|}{1 + \|x\| + \|s\|} \leq \varepsilon_f \quad (4.40)$$

Onde ε_o e ε_f são tolerâncias de convergência para optimalidade e compatibilidade, respectivamente. Na prática é muito raro que a condição (4.39) seja satisfeita e ao mesmo tempo as condições (4.36),(4.37),(4.38) e (4.40) não sejam satisfeitas [52]. A explicação deste fenômeno vem da análise das condições de optimalidade de primeira ordem apresentadas nas equações (4.18-4.23). A partir destas equações, pode-se observar que as quatro primeiras condições, que estabelecem a compatibilidade primal e dual, são lineares. Estas equações são mais fáceis de satisfazer para o método de Newton que as duas últimas equações que são não lineares. Conseqüentemente, a mais importante condição que deve ser checada é a condição de optimalidade (equação (4.39)). Nesta pesquisa apenas a condição (4.39) é utilizada como regra de parada para a solução dos problemas de DMP e gerenciamento da congestão, pois para ambos os problemas foi possível obter-se uma solução ótima e compatível, para uma tolerância especificada, usando-se apenas a equação (4.39).

4.3.5 Algoritmo Computacional para o MPIPD

O MPIPD usado neste trabalho para resolver os problemas de gerenciamento da congestão e DMP baseia-se no seguinte algoritmo computacional:

- I) Ajustar $k = 0$ e inicializar as variáveis x^k , s^k , v^k , y^k , w^k e z^k de acordo com os critérios estabelecidos na subseção 4.3.3. O sobrescrito k nas variáveis primais e duais, como na variável x^k , representa o valor destas variáveis na iteração k .
- II) Checar o critério de convergência definido na seção 4.3.4: se a restrição (4.39) é satisfeita, então x^k será a solução ótima para a tolerância especificada, senão, o algoritmo deverá prosseguir.
- III) Estimar os valores de Δx^k e Δy^k usando-se as equações (4.30) e (4.31).
- IV) Obter os valores de Δs^k , Δv^k , Δw^k e Δz^k usando-se as equações (4.26), (4.27), (4.28) e (4.29), respectivamente.
- V) Estimar os comprimentos de passo primal e dual (α_p e α_d) usando-se as equações (4.34) e (4.35), respectivamente.
- VI) Incrementar o contador de iterações $k = k + 1$ e retornar para o passo II.

Analisando-se o algoritmo apresentado acima, pode-se observar que o passo III é a etapa com o maior custo computacional do MPIPD. Este fato é causado pela necessidade de resolver o sistema de equações $AD^k A^t \Delta x^k = [b - Ax^k + AD^k \rho^k]$ no terceiro passo. Devido a isto, é necessário utilizar técnicas de solução adequadas, tais como a fatoração Cholesky esparsa, para obter a solução do sistema de equações do passo III.

5. Cálculo dos Índices de Confiabilidade das Transações

Este capítulo apresenta os principais os principais métodos utilizados na avaliação da confiabilidade do NH2. Visto que as transferências de potência em mercados de energia elétrica são realizadas neste nível hierárquico, os mesmos métodos de avaliação da confiabilidade do NH2 podem ser usados na análise probabilística das transferências de potência. Além disso, será também mostrado como índices de confiabilidade associados com transações comerciais podem ser obtidos com os métodos probabilísticos usados na análise do NH2. Finalmente, será apresentada uma descrição do algoritmo utilizado nesta pesquisa para avaliar a confiabilidade de transações comerciais em mercados elétricos.

5.1 Métodos de Cálculo de Índices Probabilísticos Usados no NH2

As duas principais técnicas usadas no cálculo de índices probalísticos no NH2 são o Método de Monte Carlo (MMC) e o Método de enumeração de estados [3, 4]. O método de enumeração de estados é mais atrativo quando um pequeno número de estados do sistema contribui significativamente para um determinado índice probabilístico ou concentra a maioria das probabilidades do espaço amostral. Esta situação é típica da análise probabilística de sistemas de transmissão puros. Nestes sistemas, as indisponibilidades dos circuitos possuem valores muito pequenos e contingências múltiplas (exceto os modos comuns de falhas) têm probabilidades de ocorrência tão baixas que podem ser desconsiderados. Por outro lado, o MMC é o mais adequado quando o número de combinações de contingências que contribui para um determinado índice probabilístico é potencialmente

alto. Esta situação é típica de sistemas compostos de geração e transmissão. Nestes casos, a probabilidade de contingências múltiplas é considerável devido aos altos valores das indisponibilidades de unidades de geração [4]. Devido a isto, o MMC é utilizado neste trabalho para a análise probabilística de transações comerciais em mercados elétricos.

5.2 O Método de Monte Carlo

O MMC estima índices probabilísticos através da simulação da operação e do comportamento aleatório da rede elétrica. Conseqüentemente, este método considera o cálculo de índices probabilísticos como a avaliação de uma série de experimentos reais. Devido a isto, o MMC pode, teoricamente, modelar todos os aspectos e contingências inerentes as fases de planejamento e operação de um sistema de potência. Estes aspectos incluem eventos aleatórios tais como: representação dos estados de operação e falha dos componentes por distribuições de probabilidade, eventos dependentes, variações cronológicas de carga, variações de energia disponível em sistemas hidrotérmicos e diferentes tipos de políticas operacionais, tais como a programação de manutenções em equipamentos de geração e transmissão [2].

O processo de simulação do comportamento do sistema no MMC pode ser realizado usando-se as seguintes técnicas [2, 3, 63, 64]:

- 1) **Simulação Não-Sequencial:** nesta técnica os estados dos componentes são amostrados aleatoriamente sem considerar a ordem na qual as transições de estado ocorrem. Conseqüentemente, um estado do sistema é obtido através da combinação dos estados dos componentes.
- 2) **Simulação Sequencial:** nesta técnica os estados dos componentes são amostrados cronologicamente, ou seja, é considerada a ordem na qual as transições de estado ocorrem. Conseqüentemente, o processo cronológico de transições de estado do sistema é obtido combinando-se os processos cronológicos de transições de estado de todos os componentes.
- 3) **Simulação Pseudo-Sequencial [65]:** é um método híbrido no qual a simulação não-sequencial é usada apenas para selecionar estados de falha e a simulação se-

quencial é somente aplicada em subsequências dos estados vizinhos que definem a interrupção completa.

Neste trabalho, o MMC com simulação não-sequencial é usado para calcular índices probabilísticos associados com transações bilaterais e multilaterais. A escolha desta técnica é justificada pelo fato de que tanto o DMP quanto o gerenciamento da congestão são realizados para condições estáticas do sistema de energia elétrica (ver capítulos 2.2 e 3). Entretanto, se o desempenho passado do sistema afeta as condições atuais do mesmo, o MMC com simulação sequencial ou pseudo-sequencial é exigido para calcular índices probabilísticos associados com transações comerciais. Este é o caso em sistemas de potência com usinas nas quais a utilização de recursos energéticos em um dado intervalo de tempo afeta a capacidade de geração em intervalos subsequentes [66].

5.3 Método de Monte Carlo com simulação Não-Sequencial

Na seção anterior, viu-se que no MMC com simulação não-sequencial uma amostra de estados do sistema é obtida amostrando-se aleatoriamente os estados de todos os componentes. O estado de cada componente pode ser determinado amostrando-se a probabilidade do componente ser encontrado naquele estado. Isto pode ser obtido modelando-se o comportamento de cada componente por uma distribuição uniforme no intervalo $[0, 1]$ e supondo-se que: cada componente é descrito por um modelo de dois estados (estados de falha e de sucesso) e que as falhas dos componentes são eventos independentes. Com base nestas considerações o estado de um componente pode ser determinado da seguinte forma:

- 1) Amostrar um número aleatório uniformemente distribuído para o componente i
(rand_i)
- 2) $\left\{ \begin{array}{l} \text{Se } \text{rand}_i > U_i, \text{ então } \mathbf{x}_i = 1 \\ \text{Se } 0 \leq \text{rand}_i \leq U_i, \text{ então } \mathbf{x}_i = 0 \end{array} \right.$

Onde:

U_i é a indisponibilidade do componente i ,

x_i denota o estado do componente i : $x_i = 1$ indica estado de operação e $x_i = 0$ indica estado de falha

A partir da amostra de estados do sistema, índices probabilísticos podem ser calculados através do valor médio de uma função de teste da seguinte forma:

$$\tilde{E}(F) = \frac{1}{NS} \sum_{j=1}^{NS} F(\mathbf{x}^j) \quad (5.1)$$

Onde:

NS é o tamanho da amostra de estados do sistema

\mathbf{x}^j é o vetor de estados do sistema para o elemento da amostra j . Cada elemento x_i^j representa o estado do componente i para o elemento da amostra j

$F(\mathbf{x}^j)$ é a função de teste usada para calcular um determinado índice probabilístico. Por exemplo, se o índice probabilístico sendo calculado é a probabilidade de perda de carga,

$F(\mathbf{x}^j)$ é definida da seguinte forma:

$$F(\mathbf{x}^j) = \begin{cases} 1, & \text{se há corte de carga associado com o estado } j \\ 0, & \text{se a carga cortada no estado } j \text{ é igual a zero} \end{cases}$$

$\tilde{E}(F)$ é o valor esperado da função de teste $F(\mathbf{x}^j)$

As considerações feitas acima permitem que o cálculo de $\tilde{E}(F)$ através do MMC com simulação não-sequencial possa ser realizado através dos seguintes passos:

PASSO 1: Especificar o tamanho da amostra de estados do sistema (NS).

PASSO 2: Gerar um número aleatório com distribuição uniforme para um componente do sistema.

PASSO 3: Converter este número aleatório em um estado de sucesso ou falha ($x_i^j = 0$ ou $x_i^j = 1$) de acordo com a indisponibilidade do componente.

PASSO 4: Repetir os passos 2 e 3 para todos os componentes do sistema.

PASSO 5: Calcular o valor da função de teste $F(\mathbf{x}^j)$.

PASSO 6: Repetir os passos 2, 3, 4 e 5, NS vezes.

Após $F(\mathbf{x}^j)$ ter sido calculada para todos os elementos da amostra de estados do sistema a precisão da estimativa $\tilde{E}(F)$ pode ser avaliada usando-se o coeficiente de variação β [2, 3, 4, 63]:

$$\beta = \frac{\sigma_{est}}{\tilde{E}(F)} \quad (5.2)$$

Onde:

$$\sigma_{est} = \sqrt{\frac{\tilde{Var}(F)}{NS}}$$

$$\tilde{Var}(F) = \frac{1}{NS - 1} \sum_{i=1}^{NS} (F(x_i) - \tilde{E}(F))^2$$

$\tilde{Var}(F)$ é a variância estimada de F

σ_{est} é o desvio padrão estimado de F

5.4 Modelagem de Carga

O comportamento aleatório do sistema de energia elétrica é resultante de incertezas associadas com a indisponibilidade de equipamentos e variações na carga do sistema. As incertezas referentes as variações da carga do sistema podem estar associadas com a variação da carga ao longo de um período de tempo ou com a previsão de carga para uma dada condição de operação do sistema. Neste trabalho, as incertezas associadas com a previsão de carga do sistema são modeladas no cálculo de índices probabilísticos relacionados com contratos bilaterais e multilaterais. Esta modelagem é suficiente para representar o comportamento do sistema quando este não possui restrições associadas com recursos energéticos. Entretanto, se há restrições para a utilização de recursos energéticos ou outros aspectos dependentes da variação cronológica da carga, tais como a manutenção de equipamentos, o MMC com simulação sequencial pode ser usado para modelar as variações cronológicas da carga ao longo de um período de tempo.

Nesta pesquisa, as incertezas associadas com a previsão do pico de carga do sistema são modeladas usando-se a distribuição normal. Portanto, é necessário amostrar um número aleatório normalmente distribuído para definir o pico de carga do vetor de

estado do sistema \mathbf{x}^j . A distribuição normal possui dois parâmetros: valor médio e desvio padrão. O valor médio corresponde ao valor previsto do pico de carga do sistema e o desvio padrão é atribuído de acordo com o erro associado com a previsão de carga, como por exemplo 5%. O método de Box-Müller foi a técnica de amostragem de números aleatórios normalmente distribuídos utilizada neste trabalho. Mais detalhes sobre esta técnica podem ser encontrados nas referências [67, 68].

5.5 Índices Básicos de Confiabilidade para Transações Comerciais

Os custos de gerenciamento da congestão e as interrupções de potência associadas com contratos bilaterais e multilaterais são funções do pico de carga do sistema e da disponibilidade dos equipamentos. Conseqüentemente, os custos de gerenciamento da congestão e cortes nas transações são também variáveis aleatórias. Além disso é reconhecido que incertezas associadas com a topologia, carga e o despacho de geração da rede elétrica tem impacto significativo na confiabilidade das transações comerciais [29, 31, 32, 34]. Devido a isto, é necessário definir novos índices probabilísticos que permitam avaliar a confiabilidade das transações comerciais entre produtores e consumidores de energia. Nesta subseção serão apresentadas as definições das funções de teste utilizadas para calcular índices básicos de confiabilidade (valores esperados e probabilidades de ocorrência) associados com as transações. As definições destas funções de teste considerando-se o Gerenciamento da Congestão para Transações Bilaterais (GCB) e Multilaterais (GCM) são as seguintes:

1) Potência Interrompida Esperada para um Nó de Compra (PIENC)

1.1) GCB

$$F(\mathbf{x}^j) = \begin{cases} \Delta\bar{T}_i & \text{Se há interrupção no contrato } i \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.3)$$

Onde $\Delta\bar{T}_i$ é a potência interrompida associada com o contrato bilateral i .

1.2) GCM

$$F(\mathbf{x}^j) = \begin{cases} \Delta\bar{T}b_i[k] & \text{Se há interrupção no nó de compra } i \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.4)$$

$\Delta\bar{T}b_i[k]$ é a potência interrompida associada com o nó de compra i do contrato multilateral k .

2) Probabilidade de Interrupção de Potência para um Nó de Compra (PIPNC)

2.1) GCB

$$F(\mathbf{x}^j) = \begin{cases} 1 & \text{Se } 100 \times \Delta\bar{T}_i / T_i^{esp} > \varepsilon_T \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.5)$$

Onde:

T^{esp} é o valor especificado do contrato bilateral i ;

ε_T é uma tolerância de factibilidade para as transações de potência.

2.2) GCM

$$F(\mathbf{x}^j) = \begin{cases} 1 & \text{Se } 100 \times \Delta\bar{T}b_i[k] / Tb_i^{esp}[k] > \varepsilon_T \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.6)$$

Onde $Tb_i^{esp}[k]$ é o valor especificado da extração de potência no nó de compra i associado com o contrato multilateral k .

3) Custo Esperado de Redespacho da Geração (CERG)

3.1) GCB

$$F(\mathbf{x}^j) = \begin{cases} \sum_{i \in \mathcal{G}} Cg_i \Delta P g_i & \text{Se há congestão} \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.7)$$

Onde:

\mathcal{G} é o conjunto de unidades de geração;

$\Delta P g_i$ é variação na potência de saída do gerador i ;

Cg_i é o custo de operação do gerador i .

3.2) GCM

$$F(\mathbf{x}^j) = \begin{cases} \sum_{k \in \mathcal{M}} \sum_{i \in \mathcal{G}[k]} Cg_i[k] \Delta P g_i[k] & \text{Se há congestão} \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.8)$$

\mathcal{M} é o conjunto de transações multilaterais;

A notação $[k]$, como em $\mathcal{G}[k]$, associa uma determinada variável ao contrato multilateral k . Por exemplo, $\mathcal{G}[k]$ é o conjunto de geradores pertencentes ao contrato multilateral k .

4) Custo Esperado de Interrupção das Transações (CEIT)

4.1) GCB

$$F(\mathbf{x}^j) = \begin{cases} \sum_{i \in \mathcal{T}} W'_i \Delta \bar{T}_i & \text{Se há congestão} \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.9)$$

Onde:

\mathcal{T} é o conjunto de transações bilaterais;

W'_i é a disposição a pagar para evitar interrupções associada com o contrato bilateral i .

4.2) GCM

$$F(\mathbf{x}^j) = \begin{cases} \sum_{k \in \mathcal{M}} \sum_{i \in \mathcal{B}[k]} W''_i[k] \Delta \bar{T} b_i[k] & \text{Se há congestão} \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.10)$$

$\mathcal{B}[k]$ é o conjunto de nós de compra associados com o contrato multilateral k ;

$W''_i[k]$ é a disposição a pagar para evitar interrupções associada com o nó de compra i do contrato multilateral k .

5.6 Índices de Robustez para Transações Comerciais

Como foi mostrado na subseção 5.5 a inclusão de incertezas no gerenciamento da congestão permite calcular os riscos e valores esperados associados com

transações comerciais. Estes índices podem ser usados pelo operador do sistema para identificar transações incompatíveis antes da sua programação. Entretanto, operadores do sistema têm dificuldade para interpretar índices probabilísticos associados com transações de potência. Por outro lado a Análise de Robustez (“Well-Being Analysis”) pode incorporar qualquer critério determinístico especificado em uma estrutura probabilística que reconhece o comportamento estocástico do sistema [69, 70, 71, 72]. Os operadores do sistema que estão mais habituados com técnicas determinísticas podem facilmente interpretar Índices de Robustez, que inserem informação probabilística em critérios determinísticos tradicionalmente usados. Esta subseção tem como objetivo aplicar a Análise de Robustez na avaliação da confiabilidade de transações comerciais. Esta aplicação tem como objetivo ajudar operadores do sistema a interpretar índices probabilísticos associados com transferências de potência.

A Análise de Robustez consiste basicamente da combinação de um critério determinístico e conceitos probabilísticos através da definição de estados de operação do sistema. Estes estados de operação do sistema são apresentados na Figura 8.

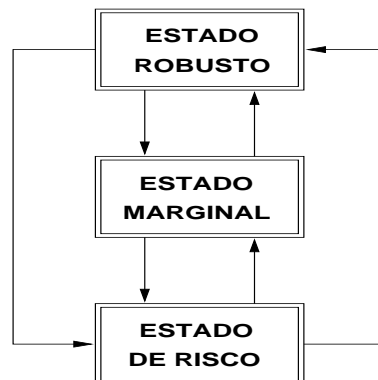


Figura 8: Estados de Robustez.

Os estados de operação apresentados na Figura 8 são definidos de acordo com um critério determinístico, como por exemplo a perda da maior unidade de geração [70]. O critério determinístico usado para definir os estados associados com a confiabilidade das transações comerciais é a ocorrência de congestão no sistema de transmissão. Estabelecendo-se a ocorrência de congestão como critério de robustez para as transações comerciais, os estados de operação do sistema usados na Análise de Robustez são definidos da seguinte forma [73]:

- 1) **Estado Robusto:** é o estado no qual transações de potência são adicionadas na rede elétrica sem causar congestão no sistema de transmissão, isto é, nenhuma ação corretiva é exigida para acomodar as transações comerciais.
- 2) **Estado Marginal:** é o estado no qual a adição de transações de potência causa congestão no sistema de transmissão. Entretanto, a congestão pode ser eliminada usando redespacho da geração sem cortes de transações.
- 3) **Estado de Risco:** é o estado no qual a congestão causada pelas transações de potência só pode ser eliminada com corte das transações.

As definições 1, 2 e 3 se baseiam na severidade das ações corretivas realizadas para eliminar a congestão no sistema de transmissão. Além disso, deve ser notado que as definições são similares aos estados de operação do sistema usados em análise de segurança [74]. Devido a isto, a informação probabilística fornecida pela análise de robustez pode ser facilmente interpretada pelos operadores do sistema.

A partir das definições dos estados de robustez feitas acima, pode-se utilizar a amostra de estados de operação do sistema para obter as probabilidades de encontrar o sistema nos estados robusto, marginal e de risco. Estas probabilidades podem ser obtidas a partir da definição das seguintes funções de teste:

- 1) **Probabilidade do Sistema estar no Estado Robusto (P(robusto))**

$$F(\mathbf{x}^j) = \begin{cases} 1 & \text{Se não há congestão} \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.11)$$

- 2) **Probabilidade do Sistema estar no Estado Marginal (P(marginal))**

$$F(\mathbf{x}^j) = \begin{cases} 1 & \text{Se há congestão e } \Delta\bar{T}^{tot} = 0 \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.12)$$

- 3) **Probabilidade do Sistema estar no Estado de Risco (P(risco))**

$$F(\mathbf{x}^j) = \begin{cases} 1 & \text{Se há congestão e } \Delta\bar{T}^{tot} \neq 0 \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.13)$$

Onde $\Delta\bar{T}^{tot}$ é dado por:

1) GCB

$$\Delta\bar{T}^{tot} = \sum_{i \in \mathcal{T}} \Delta\bar{T}_i$$

2) GCM

$$\Delta\bar{T}^{tot} = \sum_{k \in \mathcal{M}} \sum_{i \in \mathcal{B}[k]} \Delta\bar{T}b_i[k]$$

5.7 Algoritmo de Solução

O cálculo dos índices de confiabilidade associados com transações comerciais é realizado aplicando-se as funções de teste definidas anteriormente na amostra de estados do sistema gerada pelo MMC. Este procedimento é realizado através do seguinte algoritmo:

PASSO 1: Amostrar um estado do sistema baseando-se na indisponibilidade de cada componente (subseção 5.3)

PASSO 2: Realizar o DMP (ver Capítulo 2.2)

PASSO 3: Adicionar transações comerciais na rede elétrica

PASSO 4: Se a adição das transações comerciais causar congestão no sistema de transmissão, então vá para o **PASSO 5**, caso contrário vá para o **PASSO 6**

PASSO 5: Realizar o gerenciamento da congestão nas zonas injetora e extratora (subseções 3.2, 3.3 e 3.4)

PASSO 6: Atualizar os índices de confiabilidade das transações (subseções 5.5 e 5.6)

PASSO 7: Repetir os passos de 1 a 6 NS vezes

PASSO 8: Calcular o coeficiente de variação β para os índices de confiabilidade das transações comerciais (subseção 5.3)

Os passos de 1 a 8 são esquematizados no fluxograma mostrado na Figura

9.

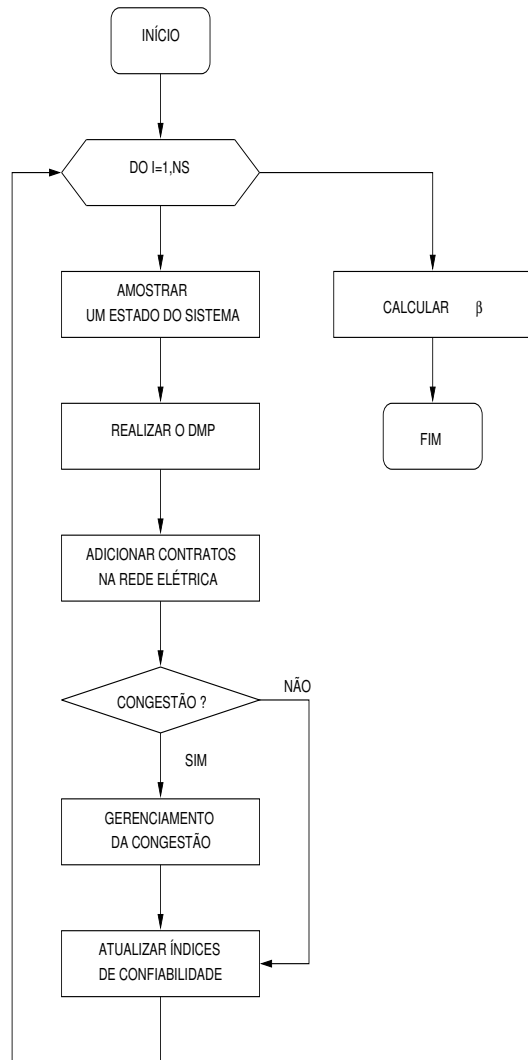


Figura 9: Algoritmo de avaliação dos índices de confiabilidade das transações comerciais.

6. Resultados dos Testes

Nesta seção serão apresentados os resultados dos testes realizados com os modelos e técnicas de gerenciamento da congestão, propostos nesta dissertação. Os modelos e técnicas descritos nas seções precedentes foram testados no RTS96. A utilização do sistema RTS96 permitirá a realização de comparações futuras com os modelos e técnicas de gerenciamento da congestão propostos neste trabalho de pesquisa.

O sistema RTS96 foi utilizado para obter os seguintes índices probabilísticos associados com contratos bilaterais e multilaterais: PIENC, PIPNC, CERG, CEIT e Índices de Robustez ($P(\text{robusto})$, $P(\text{Marginal})$ e $P(\text{risco})$). Além disso, a factibilidade das transações comerciais no sistema RTS96 foi analisada usando-se distribuições de probabilidade da Potência Interrompida Total para os Nós de Compra (PITNC). Será mostrado nas seções seguintes que estas distribuições de probabilidade podem fornecer informações importantes sobre a variação da PITNC ao redor do seu valor médio. Os resultados apresentados nas seções seguintes são organizados da seguinte forma:

- A seção 6.1 contém uma descrição geral do sistema RTS96.
- A seção 6.2 apresenta os índices de confiabilidade PIENC, PIPNC, CERG e CEIT para o sistema RTS96 calculados com os modelos de GCB e GCM. Além disso, são também mostradas as funções densidade de probabilidade da PITNC para os modelos de GCB e GCM.
- Na seção 6.3 alguns casos de estudo para o RTS96 são analisados usando-se índices de Robustez: $P(\text{robusto})$, $P(\text{marginal})$ e $P(\text{risco})$.
- A seção 6.4 apresenta um estudo sobre a inclusão de TD no modelo de GCB.

6.1 Características do Sistema de Teste

O RTS96 é formado por três áreas de controle, conforme mostra a Figura 10. Este sistema foi desenvolvido com o intuito de fornecer uma base de dados padronizada para testar e comparar resultados de diferentes metodologias de análise de confiabilidade, sistemas multi-área e transferências de potência. As principais características do RTS96

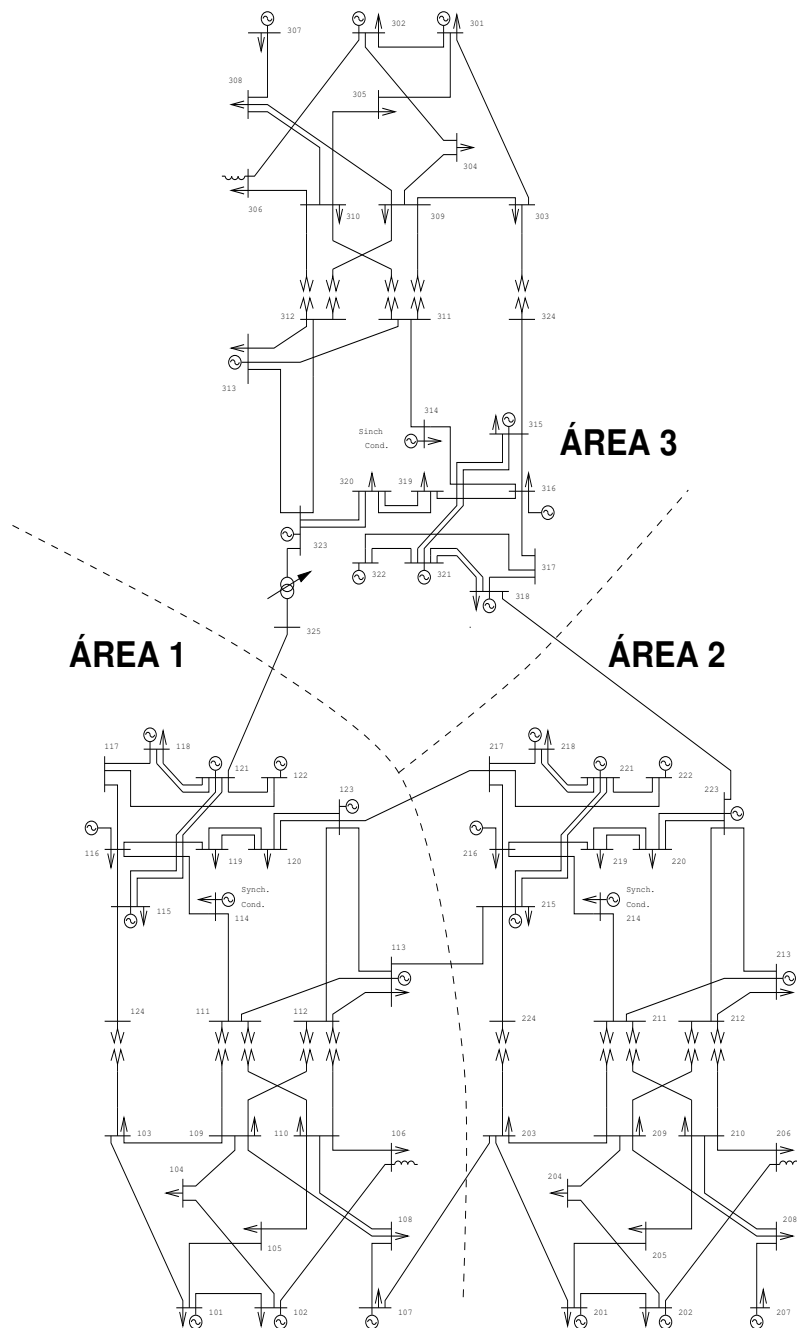


Figura 10: Diagrama Unifilar do RTS96.

são apresentadas na Tabela 1. Os dados associados com os custos das unidades geradoras

do RTS96 que foram utilizados no DMP e no gerenciamento da congestão são apresentados na Tabela 2. O custo de interrupção para todas as cargas e classes de consumidores do RTS96 foi obtido da referência [30] e é igual a 1500.0 \$/MWh. Entretanto é possível utilizar diferentes custos de interrupção de acordo com as classes de consumidores existentes em cada barra do sistema.

Tabela 1: Características Gerais do RTS96.

Capacidade Instalada	10215 MW
Pico de Carga	8550 MW
Número de Barras	73
Número de Circuitos	120
Número de Geradores	96
Número de Usinas	30

Tabela 2: Dados de Custo das unidades geradoras do RTS96.

Capacidade (MW)	Tipo	Custo (\$/MWh)
12	Térmica	27.60
20	Térmica	43.50
50	Hidráulica	0.00
76	Térmica	14.40
100	Térmica	23.00
155	Térmica	11.64
197	Térmica	22.08
350	Térmica	11.40
400	Nuclear	6.00

6.2 Aplicação dos Modelos de GCB e GCM ao RTS96

Os modelos de GCB e GCM foram testados no sistema RTS96 considerando-se o conjunto de transações mostradas na Tabela 3. Este conjunto de transações é equivalente a uma transferência de potência de 1200MW das áreas 2 e 3 (áreas exportadoras)

Tabela 3: Transações comerciais para o sistema RTS96.

Transação	Nó de Venda	Nó de Compra	T^{esp} (MW)
1	213	113	200.0
2	215	115	250.0
3	216	116	100.0
4	218	118	250.0
5	321	114	150.0
6	322	119	150.0
7	323	120	100.0

para a área 1 (área importadora). Inicialmente os índices PIENC, PIPNC, CERG e CEIT obtidos com os modelos de GCB e GCM foram comparados considerando-se as transações comerciais 1,...,7. Esta comparação foi realizada supondo-se que:

- 1) A DPEI para todas as transações comerciais é igual a 1500.0\$/MWh.
- 2) T_s^{esp} e T_b^{esp} são iguais a T^{esp} . Esta suposição permite que uma comparação entre GCB e GCM possa ser realizada.
- 3) Apenas um contrato multilateral é utilizado para agregar o conjunto de transações proposto.
- 4) Toda geração disponível é utilizada como recurso de potência adicional para aliviar a congestão no sistema de transmissão.

Os índices PIENC e PIPNC para as transações 1,...,7 são apresentados na Tabela 4. Os valores esperados mostrados nesta Tabela foram obtidos sob as seguintes condições:

- 1) A tolerância de compatibilidade ϵ_T é igual a 0.1%.
- 2) Uma incerteza de 5%, normalmente distribuída, ao redor do valor médio do pico de carga do sistema foi considerada para modelar incertezas na previsão do pico de carga.

- 3) O número especificado de estados simulados NS é igual a 10000. Os valores máximos dos coeficientes de variação β obtidos para este valor de NS são iguais a 0.23% e 0.26% para os índices PIENC e PIPNC, respectivamente.
- 4) A solução ótima é obtida considerando-se tolerâncias de optimalidade ε_o iguais a 1×10^{-8} e 1×10^{-6} para o DMP e o gerenciamento da congestão, respectivamente.

Tabela 4: Índices PIENC e PIPNC obtidos com os modelos de GCB e GCM.

Transação	GCB		GCM	
	PIENC (MW)	PIPNC (%)	PIENC (MW)	PIPNC (%)
1	10.78	6.45	0.75	1.05
2	8.97	4.33	0.13	0.31
3	4.50	4.81	0.04	0.13
4	3.25	2.08	1.88	1.65
5	4.13	3.64	3.66	4.82
6	1.07	1.11	0.29	0.39
7	0.76	1.29	0.56	0.91

Os resultados apresentados na Tabela 4 indicam que as interrupções de potência esperadas associadas com o GCM são menores que aquelas obtidas com o GCB. Por exemplo, o PIENC da transação 3 é 4.50 MW para o GCB e 0.04 para o GCM. Os pequenos valores das interrupções de potência médias obtidos com o GCM são devido a utilização de recursos adicionais de potência (geração disponível da zona neutra que está engajada no contrato multilateral) para suprir a demanda nos nós de compra. Por outro lado, os valores elevados das interrupções de potência médias associados com o GCB são devido ao fato de que a demanda em um nó de compra é suprida apenas por seu respectivo nó de venda. Conseqüentemente, as interrupções de potência no GCB são mais severas que no GCM. As colunas 2 e 4 da Tabela 4 mostram o PIPNC para os gerenciamentos da congestão bilateral e multilateral. Estes resultados indicam que para a maioria das transações, os índices PIPNC obtidos usando-se o GCM são menores que aqueles considerando-se o GCB. Os resultados descritos acima demonstram que o modelo de gerenciamento multilateral é mais eficiente que o modelo de gerenciamento bilateral para aliviar a congestão no sistema de transmissão.

Os índices PIENC e PIPNC podem ser utilizados por Operadores do Sistema (OS) e corretores para identificar a transação mais incompatível de um conjunto de contratos bilaterais e de um contrato multilateral, respectivamente. No caso do GCM, a transação mais incompatível das transações de 1,...,7 é a transação 5. Se a transação 5 é firme, o corretor que coordena o contrato multilateral deve providenciar novos contratos com fornecedores de energia para minimizar as interrupções nas transação 5. Para o GCB, a transação mais incompatível das transações de 1,...,7 é a transação 1. Neste caso, se a transação 1 é firme, o OS deve redespachar a geração da zona neutra para eliminar a congestão causada por esta transação. Se não for possível eliminar a congestão causada pelas transações 1 e 5 usando-se os procedimentos descritos acima, estas transações experimentarão interrupções de 10.78 MW e 3.66 MW, respectivamente.

Os resultados apresentados acima indicam que o modelo multilateral é mais robusto que o modelo bilateral para eliminar a congestão no sistema de transmissão. Entretanto há outros aspectos que devem ser considerados no gerenciamento da congestão. Um importante aspecto no gerenciamento da congestão é o custo associado com ações corretivas (redespacho da geração e cortes nas transações) usadas para eliminar a congestão no sistema de transmissão. Com o objetivo de avaliar o impacto do modelo multilateral nos custos de gerenciamento da congestão, os índices CERG e CEIT foram calculados para o conjunto de transações descritos na Tabela 3. Os valores destes índices, para um pico de carga com duração de 1 hora, são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5: Custos de Gerenciamento da Congestão para o RTS96.

Costs (\$)	GCB	GCM
CERG	200.60	45.53
CEIT	50174.28	10965.88

A partir da Tabela 5 pode-se concluir que o GCM causou uma redução nos custos de gerenciamento da congestão com relação aos custos obtidos usando-se o GCB. Por exemplo, a redução no CERG para o RTS96 é aproximadamente igual a 77.30%. Estes resultados mostram que os índices CERG e CEIT tem a característica de identificar variações nos custos de gerenciamento da congestão com relação ao despacho das transações. Este fato sugere que os índices CERG e CEIT podem ser utilizados para auxiliar o processo de tomada de decisões no mercado de energia elétrica. Por exemplo,

corretores e agentes do mercado de futuros podem utilizar os índices CERG e CEIT para identificar os contratos mais lucrativos quando há várias entidades de compra e venda desejando participar de um contrato multilateral. A aplicação dos índices CERG e CEIT na identificação de contratos lucrativos e a avaliação do risco das transações comerciais será ilustrada através do seguinte exemplo.

Em um mercado de energia existem corretores que são responsáveis por contratos multilaterais entre produtores e consumidores de energia. Quando um contrato multilateral é realizado, o corretor responsável por este contrato submete-o para o OS. O OS no modelo multilateral apenas avalia a compatibilidade das transações multilaterais e realiza cortes nestas transações quando necessário [23]. Desta forma, pode-se observar que o operador do sistema no modelo multilateral não utiliza nenhuma informação comercial associada com os contratos, ou seja, o processo de tomada de decisões do operador do sistema baseia-se apenas em aspectos de segurança. Após avaliar a confiabilidade das transações multilaterais propostas, o OS informa aos corretores se as suas transações causaram ou não congestão no sistema de transmissão. No caso de um contrato multilateral causar congestão nos circuitos, o corretor responsável por este contrato começa a buscar novos participantes para o seu contrato multilateral, com o objetivo de evitar redespacho da geração e cortes nas transações [23]. Este comportamento do corretor é devido ao fato de que ele é o responsável pela compensação de perdas e gerenciamento da congestão no modelo multilateral [23]. Isto é, os lucros e gastos associados com o gerenciamento da congestão são administrados pelos próprios participantes do mercado no modelo multilateral.

Considere que a estrutura de mercado descrita acima é aplicada ao RTS96 e que existe um corretor responsável pelo contrato multilateral formado pelas transações descritas na Tabela 6. As transações descritas nesta Tabela foram obtidas multiplicando-se as transações da Tabela 3 por um fator de escalamento igual a 1.25. Após submeter este contrato multilateral para o OS o corretor é informado que o seu contrato causou uma sobrecarga de 110.66% na linha de intercâmbio 107/203 para a condição do caso base. Neste exemplo, considerou-se que o corretor encontrou duas opções para aliviar a congestão causada pelo seu contrato multilateral. Estas opções são descritas na Tabela 7.

A opção 1 consiste na inclusão de uma transação com fluxo invertido (“counter-flow contract”) da barra 109 para a barra 209 no contrato multilateral apresentado na

Tabela 6: Novo conjunto de transações para o sistema RTS96.

Number	Selling Node	Buying Node	T^{esp} (MW)
1	213	113	250.0
2	215	115	312.5
3	216	116	125.0
4	218	118	312.5
5	321	114	187.5
6	322	119	187.5
7	323	120	125.0

Tabela 7: Opções do corretor para aliviar a congestão.

Transação	Opção 1			Opção 2		
	Nó de venda	Nó de compra	T^{spec} (MW)	Nó de venda	Nó de compra	T^{spec} (MW)
1	213	113	250.0	213	113	100.0
2	215	115	312.5	215	115	312.5
3	216	116	125.0	216	116	125.0
4	218	118	312.5	218	118	312.5
5	321	114	187.5	321	114	187.5
6	322	119	187.5	322	119	187.5
7	323	120	125.0	323	120	125.0
8	109	209	100.0	101	113	150.0

Tabela 3. A opção 2 é composta pela adição de uma entidade de venda na barra 101 para suprir a demanda no nó de compra 113, isto é, a extração de potência na barra 113 é suprida por injeções de potência localizadas na barra 203 e 101. Após submeter estes novos contratos multilaterais para o operador do sistema, o corretor é informado que tanto a opção 1 como a opção 2 podem eliminar a congestão na linha de intercâmbio da barra 107 para a barra 203. Entretanto, deve ser notado que uma destas opções pode ser mais econômica do que a outra. O corretor pode identificar o contrato multilateral mais lucrativo calculando o CERG e o CEIT para as opções 1 e 2. Conseqüentemente, a

opção mais lucrativa será o contrato multilateral que possuir os menores valores de CERG e CEIT. Estes índices são apresentados na segunda e na terceira coluna da Tabela 8 para os dois contratos multilaterais propostos na Tabela 7. O valor máximo do coeficiente de variação β para os índices apresentados na Tabela 8 é igual a 5.94%. Este valor máximo de β foi obtido considerando-se um número de estados simulados NS igual a 50000.

Tabela 8: CERG e CEIT para as opções 1 e 2.

Opção	Index		
	CERG (\$)	CEIT (\$)	Risco (%)
1	135.97	22395.02	11.41
2	108.67	17982.03	9.82

A partir da Tabela 8, pode-se concluir que os índices CERG e CEIT para a opção 2 são menores que aqueles associados com a opção 1. Por exemplo, o CERG associado com a opção 2 é aproximadamente 20.08% menor que o CERG para a opção 1. Portanto, o contrato mais lucrativo para o corretor é a opção 2, isto é, o corretor deve incluir a entidade de venda da barra 101 no contrato multilateral para suprir a demanda no nó de compra 113.

Finalmente, deve-se observar que a identificação de contratos lucráveis deve também considerar o risco associado com um contrato multilateral, visto que contratos multilaterais com baixos custos de congestão podem possuir probabilidades de interrupção elevadas. O risco associado com um contrato multilateral é definido como a probabilidade de um ou mais nós de compra de um contrato multilateral experimentarem interrupções durante o gerenciamento da congestão. O risco associado com um contrato multilateral pode ser calculado a partir de uma amostra de estados do sistema usando-se a função de teste definida na equação (5.13) para o estado de risco. Os valores dos riscos associados com as opções 1 e 2 são apresentados na Tabela 8. A partir desta Tabela, pode ser concluído que o risco obtido com a opção 2 é cerca de 13.96% menor que aquele obtido com a opção 1. Este fato mostra mais uma vez que a opção 2 é a melhor escolha para eliminar a congestão na linha de intercâmbio da barra 107 para a barra 203.

As distribuições de probabilidade de um índice de confiabilidade fornecem informações importantes sobre a variação deste índice ao redor do seu valor esperado [2, 3]. Devido a isto, a análise das distribuições de probabilidade deve também ser incluída no

estudo dos modelos de GCB e GCM. Neste trabalho, o índice PITNC é utilizado para avaliar os efeitos do GCB e do GCM nas distribuições de probabilidade. O índice PITNC é dado pela soma das interrupções de potência individuais para um conjunto de nós de compra ($\Delta \bar{T}^{tot}$ no membro direito das equações (5.12) e (5.13)). As distribuições de probabilidade do PITNC, associadas com as transações descritas na Tabela 3, são apresentadas nas Figuras 11 e 12 para o GCB e o GCM, respectivamente. A partir das Figuras 11 e 12, pode ser concluído que a probabilidade de ocorrência de valores elevados do índice PITNC é significativamente reduzida quando o GCM é utilizado. Por exemplo, o máximo valor do PITNC usando-se o GCB é 1200.00, enquanto que o máximo valor do PITNC é apenas 599.87 quando o GCM é utilizado. Esta comparação demonstra mais uma vez que o modelo multilateral pode ser uma alternativa mais eficiente para aliviar a congestão com baixos custos e alta confiabilidade.

6.3 Análise de Robustez

Nesta seção os modelos de GCB e GCM são utilizados no cálculo de índices de robustez para o conjunto de contratos bilaterais proposto na Tabela 3. A análise de robustez para as transações propostas nesta tabela foi realizada usando-se dois casos de estudo:

- **CASO A:** Sistema RTS96 descrito na subseção 6.1.
- **CASO B:** É uma versão modificada do RTS96, que será referenciada, daqui por diante, como MRTS96.

Os resultados apresentados nesta subseção são organizados da seguinte forma:

- Subseção 7.3.1: Descreve as principais características do sistema MRTS96
- Subseção 7.3.2: Apresenta uma análise do impacto das transações 1,...,7 no caso base dos sistemas RTS96 e MRTS96.
- Subseção 7.3.3: Descreve os efeitos de variações no pico de carga do sistema nos índices de robustez das transações de 1,...,7 para os sistemas RTS96 e MRTS96.

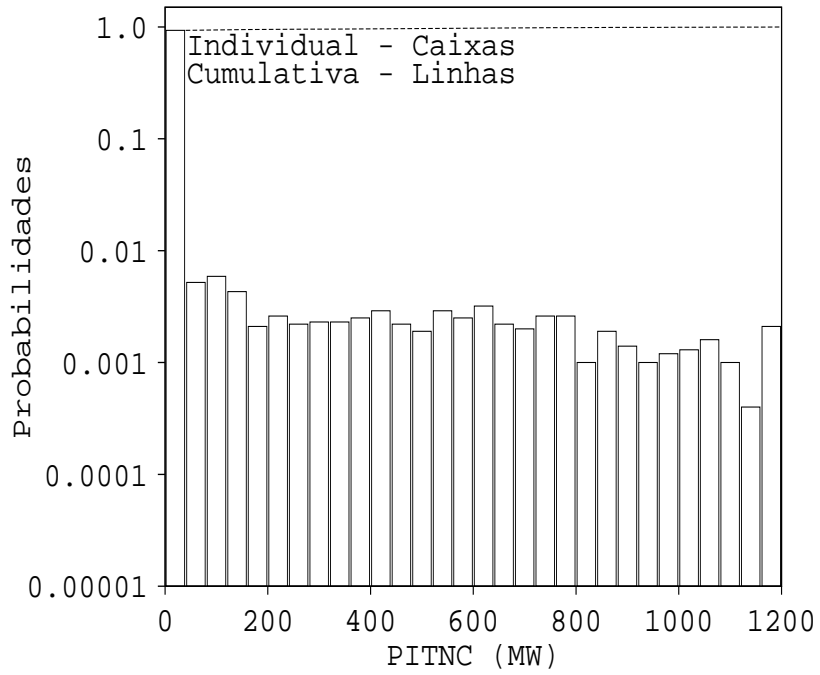


Figura 11: Distribuições de probabilidade para o PITNC usando-se o GCB

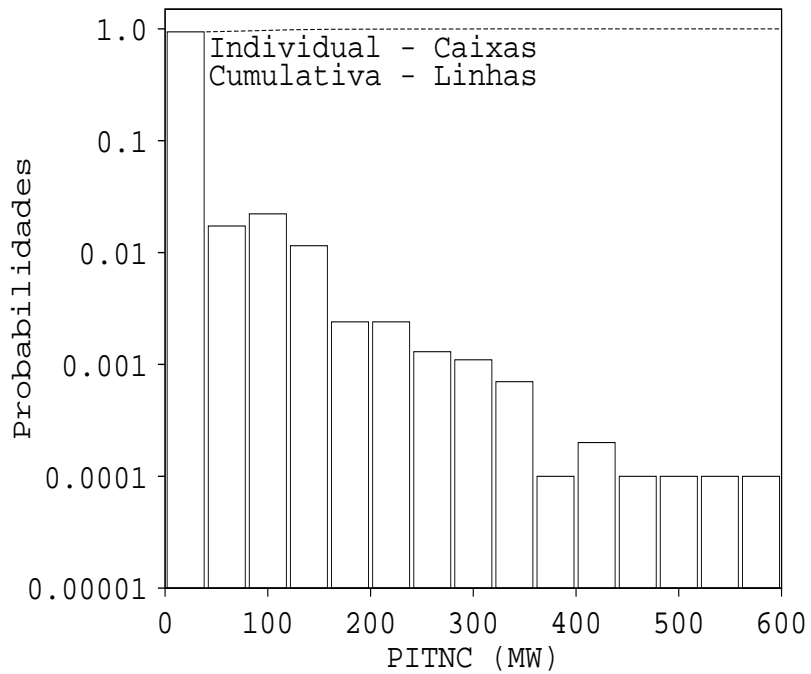


Figura 12: Distribuições de probabilidade para o PITNC usando-se o GCM

6.3.1 Sistema MRTS96

O MRTS96 baseia-se em uma versão modificada do sistema IEEE para estudos de confiabilidade de 1979 [75] proposta na referência [76]. O MRTS96 é obtido introduzindo-se as modificações propostas na referência [76] em cada área do RTS96. As modificações introduzidas em cada área do RTS96 foram:

- 1) O pico de carga em cada área foi aumentado para 125% do valor do pico de carga anual das áreas correspondentes no RTS96. Este aumento foi realizado considerando-se os mesmos fatores de distribuição de carga usados no RTS96.
- 2) Oito geradores foram adicionados nas barras mostradas na Tabela 9. Os dados de confiabilidade destes geradores são idênticos aos dos geradores de mesma capacidade existentes no RTS96.
- 3) Seis linhas de transmissão e um transformador foram removidos de cada área do sistema RTS96. Os circuitos que foram retirados da área 1 do RTS96 são apresentados na Tabela 10.

As modificações 1, 2 e 3 foram realizadas com o objetivo de estudar a severidade da congestão em um sistema de transmissão estressado.

Tabela 9: Modificações no sistema de geração do RTS96 usadas para obter o MRTS96.

Barra	Capacidade (MW)
1	1×76MW
2	1×76MW
13	4×197MW
22	1×50MW
23	1×350MW

6.3.2 Estudo do Caso Base

A condição do caso base possui efeito significativo nos índices de robustez associados com as transações comerciais. Este efeito é causado pela alta probabilidade de ocorrência do caso base em uma amostra de estados do sistema. Devido a isto, o estado

Tabela 10: Modificações no sistema de transmissão do RTS96 usadas para obter o MRTS96.

Tipo	Nó inicial	Nó Final
trafo	109	111
linha	118	121
linha	115	121
linha	119	120
linha	120	123
linha	101	103
linha	111	113

de robustez associado com o caso base será o mais provável dos estados de robustez. Nesta dissertação a avaliação da condição do caso base foi realizada para dois cenários do sistema:

- 1) Pós-Transação: caso base após a adição dos contratos bilaterais na rede de transmissão. Neste cenário, a avaliação do caso base é realizada através da identificação das dez linhas mais carregadas do sistema de transmissão.
- 2) Pré-Transação: Caso base do sistema antes da adição das transações no sistema de transmissão. Este cenário é usado para avaliar o carregamento inicial das 10 linhas críticas identificadas no cenário pós-transação.

Além disso, os cenários pós e pré-transação foram avaliados para níveis máximo (100%) e mínimo (40%) do pico de carga do sistema. Os cenários pós e pré-transação associados com as transações de 1,...,7 são apresentados nas Tabelas 11 e 12 para os sistemas RTS96 e MRTS96, respectivamente. Nestas Tabelas as colunas de 1 até 6 contém as seguintes informações:

- Colunas 1 e 4: nó inicial e nó final das 10 linhas críticas identificadas no cenário pós-transação.
- Colunas 2 e 5: carregamentos percentuais $\left(\left(\frac{\text{fluxo}^{\text{pós}}}{\text{fluxo}^{\text{max}}} \right) \times 100\% \right)$ das 10 linhas críticas identificadas no cenário pós-transação.

- Colunas 3 e 6: carregamentos percentuais $\left(\left(\frac{\text{fluxo}^{\text{pré}}}{\text{fluxo}^{\text{max}}}\right) \times 100\%\right)$ das 10 linhas críticas para o cenário pré-transação.

Tabela 11: Cenários pós e pré-transação para o RTS96

Nível de Carga de 100%			Nível de Carga 40%		
Linha	Pós	Pré	Linha	Pós	Pré
107/203	97.05	42.64	217/218	104.29	62.13
308/309	91.94	91.19	113/215	94.28	20.00
208/209	88.02	90.22	123/217	94.10	19.56
208/210	81.11	78.92	316/317	90.68	65.82
113/215	80.49	6.21	116/117	67.94	71.17
316/317	79.98	55.12	316/319	67.86	31.63
314/316	79.97	69.75	107/203	65.80	11.40
308/310	77.19	77.95	314/316	63.60	53.39
217/218	73.45	31.29	315/321	56.55	42.92
307/308	71.42	71.42	315/321	56.55	42.92

A partir da Tabela 11, pode ser concluído que a adição das transações 1,...,7 causou grandes variações no carregamento dos circuitos. Por exemplo, o carregamento da linha 113/215 experimentou uma variação de 74.28% para o nível de carga de 100%. Apesar disto os fluxos em todos os circuitos permaneceram dentro de seus limites para o cenário pós-transação. Devido a isto, o RTS96 com carga máxima (100%) está operando no estado robusto para a condição do caso base. Por outro lado, para o nível de carga de 40%, a adição das transações de 1,...,7 causou uma violação no limite de fluxo da linha 217/218. Esta violação foi eliminada usando-se apenas o redespacho da geração. Devido a isto, o RTS96 com o nível de carga de 40% está operando no estado marginal para a condição do caso base.

Os resultados apresentados acima demonstram que a ocorrência de congestão no sistema de transmissão pode estar associada com a ocorrência de níveis de carga baixa. Esta situação é produzida pelas mudanças nos padrões de geração que são realizadas para compensar as reduções de carga. As mudanças nos padrões de geração são mais intensas devido ao DMP realizado nas zonas neutras. O DMP compensa as

Tabela 12: Cenários pós e pré-transação para o MRTS96

Nível de carga de 100 %			Nível de carga de 40%		
Linha	Pós	Pré	Linha	Pós	Pré
120/123	149.93	69.27	316/317	127.25	96.44
115/121	122.54	97.39	217/218	125.05	80.74
107/203	120.38	60.59	315/321	109.06	84.26
209/212	112.45	95.40	123/217	107.71	32.97
316/317	110.90	80.09	116/117	98.91	98.44
315/321	107.61	82.81	215/221	97.83	94.98
220/223	107.57	86.15	115/121	95.45	70.31
208/210	103.12	100.00	113/215	93.22	24.49
308/310	100.67	100.00	107/203	83.96	24.16
116/117	100.46	100.00	303/309	82.93	61.32

reduções de carga, diminuindo a potência de saída dos geradores com maior custo operacional do sistema de geração. Conseqüentemente, o padrão de geração para o cenário pré-transação com baixo nível de carga não corresponde ao padrão de geração reduzido de um cenário pré-transação com nível de carga alto. Isto é, não existe nenhuma relação de proporcionalidade entre padrões de geração associados com níveis de carga distintos. Assim, não é possível garantir que a congestão seja menos severa quando a carga diminui.

Os resultados apresentados na Tabela 12 indicam que a congestão na transmissão é extremamente severa em sistemas com o sistema de transmissão estressado. Por exemplo, nos níveis de carga de 100% e 40% as violações máximas são 49.93% e 27.25% para as linhas 120/123 e 316/317, respectivamente. Esta congestão severa é causada pela presença de linhas fortemente carregadas no cenário pré-transação do sistema MRTS96. Por exemplo, as linhas 308/310 e 116/117 estão na condição de máximo carregamento para o nível de carga de 100%, e as linhas 316/317 e 116/117 possuem carregamentos maiores que 95% para o nível de carga de 40%. As violações no MRTS96 para o nível de carga de 100% foram eliminadas com cortes nas transações. Conseqüentemente, o MRTS96 com nível de carga de 100% está operando no estado de risco para a condição do caso base. Por outro lado, as violações no MRTS96 com nível de carga de 40% foram

eliminadas sem cortes nas transações. Devido a isto, o MRTS96 com nível de carga de 40% está operando no estado marginal para a condição do caso base.

6.3.3 Estudo dos efeitos de variações no pico de carga nos índices de robustez

Quando a carga do sistema varia com o tempo, a análise de confiabilidade de um conjunto de transações pode produzir resultados pessimistas se apenas o pico de carga do sistema é considerado. Com o objetivo de examinar os efeitos de variações no pico de carga do sistema na confiabilidade de transações comerciais, a robustez das transações descritas na Tabela 3 foi analisada para sete níveis de carga nos sistemas RTS96 e MRTS96. As probabilidades dos estados de robustez (Robusto, Marginal e Risco) associadas com cada nível de carga são apresentadas na Tabela 13 para os sistemas RTS96 e MRTS96. As probabilidades mostradas nesta tabela foram obtidas sob as seguintes condições:

- 1) Uma incerteza de 5%, normalmente distribuída, ao redor do pico de carga do sistema é utilizada para modelar incertezas associadas com a previsão do pico de carga do sistema.
- 2) A tolerância de compatibilidade para as transações comerciais (ε_T) é igual a 0.1%.
- 3) A solução ótima é obtida considerando-se tolerâncias de optimalidade ε_o iguais a 1.0×10^{-8} e 1.0×10^{-6} para o DMP e o gerenciamento da congestão, respectivamente.
- 4) As probabilidades P(Robusto), P(Marginal) e P(Risco) associadas com o RTS96 foram obtidas considerando-se um número de estados simulados NS igual a 10000. O valor máximo do coeficiente de variação β obtido para este valor de NS é igual a 2.08%.
- 5) As probabilidades P(robusto), P(Marginal) e P(risco) associadas com o MRTS96 foram obtidas considerando-se números de estados simulados NS iguais a 50000 para os níveis de carga de 60% e 50% e 10000 para os demais níveis de carga. O valor máximo do coeficiente de variação β obtido para estes valores de NS é igual a 7.44%.

Tabela 13: Índices de robustez para os níveis de carga selecionados.

Nível de Carga	RTS96			MRTS96		
	P(Robusto)	P(Marginal)	P(Risco)	P(Robusto)	P(Marginal)	P(Risco)
100%	0.6178	0.3079	0.0743	0.0000	0.0012	0.9988
90%	0.8058	0.1884	0.0058	0.0000	0.0797	0.9203
80%	0.7761	0.2234	0.0005	0.0000	0.6591	0.3409
70%	0.6972	0.3027	0.0001	0.0003	0.8952	0.1045
60%	0.7509	0.2491	0.0000	0.0009	0.9888	0.0102
50%	0.7394	0.2606	0.0000	0.0036	0.9961	0.0003
40%	0.2505	0.7495	0.0000	0.0178	0.9822	0.0000

A partir da Tabela 13 pode-se concluir que quando a carga do sistema diminui a probabilidade P(risco) diminui acentuadamente. Este fato é causado pelo aumento na reserva de geração do sistema. Esta reserva permite que a congestão no sistema de transmissão seja eliminada sem cortes nas transações. Além disso deve ser notado que os valores de P(risco) associados com os níveis de carga de 100% e 90% são bastante elevados para o MRTS96. Estes resultados são devido ao fato de que o MRTS96 está no estado de risco para a condição do caso base associada com os níveis de carga de 100% e 90%, conforme a análise do caso base apresentada na subseção 6.3.2. Comparando-se os valores de P(M), obtidos para os sistemas RTS96 e MRTS96, pode-se concluir que P(M) tem valores significantes para os níveis de carga baixa. Por exemplo, os valores máximos de P(M) obtidos para os sistemas RTS96 e MRTS96 são 0.7495 para o nível de carga de 40% e 0.9961 para o nível de carga de 50%, respectivamente. Esta situação é causada pelo fato de que tanto o RTS96 como MRTS96 estão no estado marginal para a condição do caso base associada com os níveis de carga baixa, conforme a análise do caso base para o nível de carga de 40% apresentada na subseção 6.3.2. Finalmente, deve ser notado que os valores de P(robusto) obtidos para o MRTS96 são muito pequenos quando comparados com aqueles obtidos para o RTS96. Estes pequenos valores de P(robusto) são causados pela presença de congestão em todos os níveis de carga para a condição do caso base associada com o MRTS96. Por exemplo, nos níveis de carga de 100% e 40% o MRTS96 está operando nos estados de risco e marginal, respectivamente, para a condição

do caso base, conforme a análise apresentada na subseção 6.3.2. Por outro lado, o RTS96 está operando no estado robusto para os níveis de carga de 100% a 50%. Devido a isto, $P(\text{robusto})$ tem valores significantes para estes níveis carga no RTS96.

6.4 Impacto da operação de TD nos Índices de Confiabilidade das Transações Comerciais

Esta subseção tem como objetivo avaliar o impacto da operação de TD nos índices de confiabilidade das transações comerciais. Os efeitos da operação de TD nos índices de confiabilidade das transações comerciais foram analisados usando-se o modelo de GCB. Entretanto, como foi mostrado no capítulo 3, os procedimentos utilizados para incluir transformadores defasadores no GCB podem ser facilmente estendidos para incorporar TD no GCM. Os resultados apresentados nesta subseção são organizados da seguinte forma:

- 1) Inicialmente será descrito o procedimento de alocação utilizado para instalar um TD no sistema de transmissão do RTS96.
- 2) Em seguida o impacto da operação de transformadores defasadores na confiabilidade das transações comerciais será analisado usando-se os índices PIENC, PITNC, CERG e CEIT. Além disso, a eficiência dos TD no GCB será avaliada usando-se índices de robustez.

6.4.1 Procedimento de alocação

No capítulo 3, foi mencionado que os TD são mais eficientes para aliviar a congestão nos ramos nos quais estes componentes estão instalados. Portanto, a determinação dos ramos nos quais TD serão inseridos deve ser bastante criteriosa para que se obtenha ganhos significativos nos índices de confiabilidade das transações. A localização de dispositivos de controle de fluxo (TD e CSCT) é efetuada através de diversos métodos tais como: algoritmo genético [77], despacho econômico [78] e índice de performance [26]. Estas metodologias são adequadas para determinar a instalação de transformadores defasadores quando apenas um cenário do sistema é considerado, isto é, incertezas associadas

com a previsão do pico de carga e indisponibilidade dos componentes não são consideradas. Conseqüentemente, um critério probabilístico deve ser utilizado para determinar a localização de dispositivos de controle de fluxo que maximize a confiabilidade das transações comerciais. Neste trabalho a localização de transformadores defasadores é determinada usando-se a probabilidade de congestão nos circuitos do sistema de transmissão como critério de alocação. De acordo com este critério, o melhor lugar para se inserir um TD é o circuito do sistema de transmissão com maior probabilidade de congestão. Embora este procedimento considere a instalação de apenas um TD, pode-se estendê-lo para realizar a instalação de diversos transformadores defasadores simultaneamente. Neste caso, técnicas de otimização combinatorial são necessárias para decidir qual a combinação de TD que obtêm o maior ganho nos índices de confiabilidade das transações comerciais.

Os resultados obtidos com a aplicação do procedimento acima descrito, no RTS96, são apresentados na Tabela 14. Esta tabela contém as cinco maiores probabilidades de congestão dos circuitos do RTS. As probabilidades de congestão para os circuitos restantes são menores ou iguais a 0.5%.

Tabela 14: Localizações potenciais para a instalação de TD no RTS96

Sending Node	Receiving Node	Probability of Congestion
107	108	24.92%
107	203	11.20%
325	121	5.35%
113	215	3.31%
123	217	2.28%

A partir da Tabela 14, pode-se concluir que as linhas do sistema de transmissão com maior probabilidade de congestão são aquelas associadas com a interligação das áreas de controle do RTS96. Esta condição é causada pelo fato de que as transações descritas na Tabela 3 estão associadas com transferências de potência inter-área. Conseqüentemente, as linhas de intercâmbio entre as áreas exportadora e importadora são os principais caminhos de fluxos para as transações de 1,...,7. Finalmente, deve ser notado que o melhor local para se instalar um TD, é na linha que sai da barra 107 para a barra

108. Deve ser observado que esta localização do TD também pode aliviar a congestão na linha da barra 107 para a barra 203, pois estas duas linhas estão conectadas em série.

6.4.2 Impacto dos transformadores defasadores nos índices de confiabilidade das transações comerciais

O impacto da instalação de um transformador defasador em série com a linha 107-108 nos índices de confiabilidade das transações comerciais, descritas na tabela 3, foi avaliado através de dois casos de estudo:

- **CASO A:** Nenhum TD é incluído no sistema de transmissão do RTS96. O ângulo de fase do transformador defasador original localizado entre as barras 323 e 325 do RTS96 é constante e igual 0.0° .
- **CASO B:** Apenas o TD instalado em série com a linha da barra 107 para a barra 108 é usado para o gerenciamento da congestão. O intervalo de variação para o ângulo deste defasador é $\pm 1.3rad$ ($\pm 74.0^\circ$). O ângulo de fase do TD localizado entre as barras 323 e 325 do RTS96 é constante e igual a 0.0°

O cálculo dos índices de confiabilidade para os dois casos de estudo descritos acima foi realizado considerando-se que:

- 1) Uma incerteza de 5%, normalmente distribuída, ao redor do pico de carga do sistema é utilizada para modelar incertezas associadas com a previsão de carga.
- 2) Os índices de confiabilidade associados com as transações comerciais, foram obtidos para um número de estados simulados NS igual a 10000. O valor máximo do coeficiente de variação β obtido para este valor de NS , é igual a 7.53%.
- 3) A tolerância de compatibilidade ε_T é igual a 0.1%
- 4) A solução ótima é obtida considerando-se tolerâncias de optimalidade ε_o iguais a 1×10^{-8} e 1×10^{-6} para o DMP e o gerenciamento da congestão, respectivamente.

Inicialmente, os efeitos de TD na confiabilidade das transações comerciais foram avaliadas usando-se os índices PIENC e PIPNC. Estes índices são apresentados na Tabela 15 para os casos de estudo A e B.

Tabela 15: Índices PIENC e PIPNC para os casos de estudos A e B.

Transação	PIENC (MW)		PIPNC (%)	
	Caso A	Caso B	Caso A	Caso B
1	10.78	0.95	6.45	1.52
2	8.97	0.07	4.33	0.29
3	4.50	0.13	4.80	0.42
4	3.25	0.67	2.07	0.80
5	4.13	0.66	3.61	0.85
6	1.07	0.29	1.11	0.50
7	0.76	0.89	1.29	1.54

A partir desta tabela, pode-se observar que o TD causa reduções significativas nos índices PIENC e PITNC, para a maioria das transações. Por exemplo, as reduções máximas nos índices de confiabilidade PIENC e PIPNC foram 99.21% e 93.30%, respectivamente, para a transação 2. Estas reduções foram causadas pela combinação da operação do TD com o redespacho da geração para eliminar situações de congestão severas no caso de estudo B. Por outro lado, no caso de estudo A apenas o redespacho da geração é utilizado para eliminar a congestão. Portanto, as interrupções nas transações para o caso A são mais severas que para o caso B. Além disso, deve ser notado que os índices PIENC e PIPNC associados com a transação 7 experimentaram um pequeno aumento com a introdução do TD no sistema de transmissão. As interrupções adicionais na transação 7 são causadas pelo aumento do fluxo em alguns circuitos quando o ângulo do TD é modificado e pela ausência de capacidade de transferência disponível nos caminhos paralelos entre as áreas exportadora e importadora. Se não há capacidade de transferência disponível nos caminhos paralelos, então a parcela de fluxo que é desviada pela operação do TD para caminhos paralelos poderá causar congestão em outros circuitos do sistema de transmissão. Isto é, o TD apenas desloca a congestão para outros circuitos. Consequentemente, a diminuição das interrupções para algumas transações será compensada pelo aumento das interrupções em outras transações. No caso do conjunto de transações de 1,...,7 a congestão é mais severa na interface entre as áreas 1 e 2. A operação do transformador defasador instalado entre estas áreas desloca o excesso de fluxo para o caminho

paralelo formado pelas interconexões da área 2 para área 3 e da área 3 para a área 1. Entretanto, uma parte da capacidade de transferência disponível no trecho deste caminho paralelo entre as áreas 1 e 3 é utilizada pelas transações 5, 6 e 7. Conseqüentemente, apenas uma parte do fluxo desviado pelo TD poderá ser roteada pela interface da área 1 para a área 3.

O impacto da operação de TD na confiabilidade das transações comerciais também foi analisado utilizando-se os índices CERG e CEIT. Estes índices são apresentados na Tabela 16 para os casos de estudo A e B e considerando-se que o pico de carga tem duração de 1 hora.

Tabela 16: Índices CERG e CEIT para os casos de estudo A e B.

Custos (\$)	Casos de estudo	
	Caso A	Caso B
CERG	200.60	94.82
CEIT	50176.37	5478.58

A partir da Tabela 16, pode-se concluir que a operação de TD causou reduções severas nos índices CERG e CEIT. Por exemplo, a operação de TD causou uma redução de 89.08% no índice CEIT. Estas reduções são devido ao fato de que o gerenciamento da congestão com TD é livre de custo. Conseqüentemente, o gerenciamento da congestão é realizado sem envolver pagamentos para proprietários de geradores e/ou entidades de compra e venda de energia. Na prática, há custos operacionais associados com a operação de TD, entretanto estes custos são muito pequenos quando comparados com os custos de redespacho da geração e cortes nas transações.

Visando-se auxiliar os operadores do sistema a interpretar índices probabilísticos associados com as transações comerciais, as probabilidades dos estados de robustez $P(\text{robusto})$, $P(\text{marginal})$ e $P(\text{risco})$ foram calculadas para as transações de 1,...,7. Estas probabilidades são mostradas na Tabela 17 para os casos de estudo A e B.

Os índices de robustez apresentados na Tabela 17 demonstram novamente que os TD podem aumentar significativamente a confiabilidade das transações comerciais. Por exemplo, a probabilidade $P(\text{risco})$ experimentou uma redução de 57.6043% quando a operação do TD foi utilizada no gerenciamento da congestão. Além disso deve ser notado

Tabela 17: Índices de Robustez para o RTS96.

Probabilidades	Casos de estudo	
	Caso A	Caso B
P(Robusto)	0.6178	0.6351
P(Marginal)	0.3079	0.3334
P(Riso)	0.0743	0.0315

que as probabilidades $P(\text{marginal})$ e $P(\text{robusto})$ para o caso B aumentaram aproximadamente 8.2819% e 2.7240%, respectivamente, com relação aos valores obtidos no caso de estudo A. Este aumento é devido ao fato de que a operação de TD causa mudanças no estado de robustez associado com alguns cenários do sistema. Estas transições no estado de robustez dos cenários do sistema ocorrem do estado de risco para os estados marginal e robusto. Estas mudanças no estado de robustez são associadas com cenários nos quais não há recursos de geração disponível (déficit de geração) para eliminar a congestão no sistema de transmissão. Nestes casos, os TD são a única opção disponível para eliminar a congestão na transmissão.

Na prática, os índices de robustez permitem que operadores do sistema possam realizar o gerenciamento da congestão preditivo. Por exemplo, o operador do sistema recebe o conjunto de transações proposto na Tabela 3 e deseja saber se a operação do TD é exigida para aliviar a congestão quando o conjunto de transações proposto na Tabela 7 é programado. Se o operador do sistema decidir não utilizar o TD (caso A na Tabela 17), o risco associado com as transações de 1,...,7 é 7.43%. Por outro lado, se o operador do sistema decide usar o TD no gerenciamento da congestão (caso B na Tabela 10), o risco associado com as transações de 1,...,7 é de apenas 3.15%. Portanto, neste caso a operação do TD deve ser usada pelo operador do sistema para minimizar a congestão no sistema de transmissão, quando as transações de 1,...,7 são programadas.

6.5 Desempenho Computacional do Algoritmo Proposto

A estimação dos índices de confiabilidade das transações comerciais envolve a simulação de um grande número de estados do sistema para garantir a precisão dos índices estimados. Uma alternativa para reduzir os custos computacionais no cálculo dos índices de confiabilidade das transações comerciais é a utilização do modelo linearizado da rede elétrica. Este modelo pode avaliar rapidamente um grande número de estados com uma precisão aceitável. Desta forma, o modelo linearizado da rede elétrica proporciona um razoável compromisso entre custo computacional e precisão dos resultados. Apesar do modelo linearizado da rede elétrica ter sido utilizado nesta pesquisa, para calcular índices de confiabilidade das transações comerciais, os tempos de execução do algoritmo proposto obtidos nos testes realizados foram elevados. Por exemplo, a estimação dos índices propostos na Tabela 15 para o caso de estudo A consumiu aproximadamente 19.99 minutos em um computador com processador Pentium de 1.33 GHz e 128 MB de RAM. Estes tempos elevados são causados pela necessidade de resolver dois problemas de otimização para cada estado simulado: o Despacho do Modelo PoolCo e o Gerenciamento da Congestão.

7. Conclusão

7.1 Introdução

O desenvolvimento de modelos, técnicas de cálculo eficientes e algoritmos computacionais para analisar a confiabilidade de transações comerciais em mercados de energia elétrica foram abordados nos capítulos precedentes. Os procedimentos utilizados para implementar estes modelos baseiam-se em duas técnicas: a amostragem aleatória de estados do sistema através do Método de Monte Carlo com simulação não-sequencial e a solução de problemas de fluxo de potência ótimo linearizado usando-se o Método de Pontos-Interiores Primal-Dual. A utilização destas duas técnicas permitiu calcular os seguintes índices de confiabilidade associados com as transações comerciais:

- 1) Potência Interrompida Esperada para um Nó de Compra (PIENC);
- 2) Probabilidade de Interrupção de Potência para um Nó de Compra (PIPNC);
- 3) Custo Esperado de Redespacho da Geração (CERG);
- 4) Custo Esperado de Interrupção das Transações (CEIT);
- 5) Índices de Robustez para Transações Comerciais: probabilidade do sistema ser encontrado nos estados Robusto, Marginal e de Risco.

7.2 Principais Realizações e Contribuições

As principais contribuições deste trabalho, para a análise probabilística do gerenciamento da congestão, podem ser resumidas da seguinte forma:

- 1) **Avaliação do Impacto do GCM na Confiabilidade das Transações Comerciais**

A maioria dos procedimentos de gerenciamento da congestão usados atualmente baseiam-se no modelo bilateral. Neste modelo a extração de potência no nó de compra de um contrato bilateral é suprida, exclusivamente, pela injeção de potência no seu respectivo nó de venda. Esta característica dos contratos bilaterais impede que os consumidores conectados nos nós de extração sejam supridos por outros recursos adicionais de geração. Esta característica pode causar interrupções significativas nas transações comerciais quando o modelo bilateral é utilizado no gerenciamento da congestão. Por outro lado, no modelo multilateral, os consumidores conectados a um nó de compra podem ser supridos simultaneamente por diversas fontes de geração. Devido a isto, as interrupções nas transações comerciais são reduzidas quando o modelo multilateral é utilizado no gerenciamento da congestão. Apesar destas vantagens, o modelo multilateral não tem sido utilizado no gerenciamento da congestão. Neste trabalho, foi desenvolvido um modelo probabilístico para incluir transações multilaterais no gerenciamento da congestão. Além disso, os benefícios da utilização do GCM com relação ao GCB foram avaliados usando-se índices probabilísticos, tais como o PIENC, PIPNC, CERG, CEIT e funções densidade de probabilidade associadas com o PITNC.

2) **Avaliação da Severidade da Congestão Usando-se Índices de Robustez**

Atualmente, existem diversas metodologias para realizar estudos de confiabilidade composta em sistemas de geração e transmissão. Entretanto, critérios determinísticos ainda são usados por muitas empresas para avaliar a confiabilidade destes sistemas. A razão para este fato é que planejadores e operadores do sistema têm maior facilidade para entender e aplicar critérios determinísticos. Um método prático para contornar esta dificuldade é a utilização da Análise de Robustez. Esta técnica combina critérios determinísticos em uma estrutura probabilística que reconhece o comportamento aleatório do sistema. Desta forma, é mais fácil para operadores do sistema, que são mais habituados a usar critérios determinísticos, aplicar índices de robustez, pois estes índices incorporam informações probabilísticas em critérios determinísticos tradicionalmente utilizados. Neste trabalho foi introduzida uma extensão da análise de robustez para analisar a confiabilidade de transações comerciais. Esta análise foi realizada através da definição de estados de robustez do sistema.

Estes estados foram definidos baseando-se na severidade das ações corretivas usadas no gerenciamento da congestão.

3) **Avaliação do efeito de TD na Confiabilidade das Transações Comerciais**

Na maioria dos casos o gerenciamento da congestão é realizado usando-se ações corretivas livres de custo, tais como o redespacho das transações e o corte de carga nas transações. Estas ações corretivas são utilizadas devido a sua flexibilidade para eliminar a congestão em qualquer local do sistema de transmissão. Por outro lado, ações livres de custo, tais como dispositivos FACTS e TD, são mais eficientes para eliminar a congestão nos ramos nos quais estão instalados. Entretanto, se os locais de instalação destes dispositivos são criteriosamente selecionados, pode-se obter reduções significativas nos custos de gerenciamento da congestão. Neste trabalho, foi introduzido um modelo para incorporar o efeito de TD na análise probabilística do gerenciamento da congestão. Além disso, os benefícios da utilização de TD no gerenciamento da congestão foram avaliados usando-se índices probabilísticos, tais como PIENC, PIPNC, CERG, CEIT e índices de Robustez.

7.3 **Aplicações Práticas**

A aplicação dos conceitos e técnicas propostas para analisar a confiabilidade das transações comerciais foi apresentada no Capítulo 6. Estas aplicações práticas foram realizadas através de estudos no sistema RTS96. Neste sistema, foram utilizados diversos casos de estudo e alternativas de projeto para analisar a confiabilidade de um conjunto de transações. Um conjunto de índices de confiabilidade de transações comerciais, tais como PIENC, PIPNC, CERG, CEIT e índices de robustez, foram calculados no Capítulo 6 usando-se o modelo proposto e os resultados amplamente discutidos. Além disso, a confiabilidade das transações comerciais foi analisada usando-se a função densidade de probabilidade do índice PITNC. As principais conclusões obtidas com os resultados dos testes podem ser resumidas da seguinte forma:

1) **Avaliação do Impacto do GCM na Confiabilidade das Transações Comerciais**

Foi introduzido um modelo probabilístico para efetuar o GCM. Este modelo permitiu realizar uma comparação entre o GCB e o GCM através de índices probabilísticos, tais como PIENC, PIPNC, CERG, CEIT e funções densidade de probabilidade da PITNC. Os resultados dos testes com os modelos de GCB e GCM demonstraram que:

- 1.1) GCM pode aumentar a confiabilidade das transações comerciais;
- 1.2) Transações comerciais podem sofrer interrupções severas quando o GCB é utilizado;
- 1.3) CERG e CEIT podem ser usados por corretores e comercializadores de futuros para identificar o contrato mais lucrativo de um conjunto de contratos multilaterais proposto.

2) Avaliação da Severidade da Congestão Usando-se Índices de Robustez

Foram desenvolvidos índices de robustez para analisar a confiabilidade das transações comerciais. A análise de confiabilidade de um conjunto de transações comerciais, usando-se os índices de robustez propostos, revelaram que:

- 2.1) Perfis de carga e geração tem efeitos significativos na robustez das transações;
- 2.2) A reserva de geração tem importância fundamental no gerenciamento da congestão;
- 2.3) A congestão causada por transações comerciais pode ser bastante severa em sistemas de energia com a rede de transmissão estressada.
- 2.4) A condição do caso base tem grande impacto nos índices de robustez associados com um conjunto de transações comerciais.
- 2.5) As transferências de potência associadas com transações comerciais podem sofrer interrupções de grande magnitude devido a incertezas associadas com a previsão de carga e a disponibilidade dos componentes.

3) Avaliação do efeito de TD na Confiabilidade das Transações Comerciais

Foi desenvolvido um modelo probabilístico para avaliar o efeito de TD no gerenciamento da congestão causado por transações comerciais. A eficiência de TD no

gerenciamento da congestão foi avaliada através de índices de confiabilidade para transações comerciais, tais como PIENC, PIPNC, CERG, CEIT e índices de robustez. Os resultados dos testes com modelo proposto demonstraram que:

- 3.1) A operação de TD pode reduzir significativamente as interrupções nas transações comerciais.
- 3.2) A inclusão de TD no gerenciamento da congestão produz reduções significativas nos custos de gerenciamento da congestão.
- 3.3) Índices de robustez podem ser utilizados pelos operadores do sistema para identificar as ações corretivas exigidas para minimizar as interrupções no gerenciamento da congestão.

7.4 Sugestões para Trabalhos Futuros

O tema principal desta dissertação foi a Análise de Confiabilidade de Transações Comerciais em Mercados de Energia Elétrica. O futuro da pesquisa neste assunto concentra-se no desenvolvimento de modelos e técnicas computacionais para fornecer novos índices probabilísticos e simular de forma mais precisa a operação e o comportamento da rede elétrica. Algumas sugestões para trabalhos futuros são resumidas abaixo:

1) **Cálculo de Índices de Frequência e Duração para Analisar a Confiabilidade das Transações Comerciais**

O Método de Monte Carlo com Simulação não-sequencial permite calcular apenas índices que se baseiam em valores esperados e probabilidades de ocorrência para analisar a confiabilidade de transações comerciais. Entretanto é importante avaliar a confiabilidade das transações comerciais considerando-se a frequência e a duração das interrupções experimentadas por estas transações. Desta forma os modelos e técnicas propostos neste trabalho devem ser estendidos para calcular índices de frequência e duração associados com transações comerciais. A estimação da frequência e da duração das interrupções experimentadas por transações comerciais pode ser realizada combinando-se os modelos propostos neste trabalho com uma das seguintes técnicas: Técnica de Probabilidade Condicional [79] ou Método de Monte Carlo com Simulação Pseudo-Sequencial [65] ou Sequencial.

2) Modelagem AC da Rede Elétrica

Neste trabalho a rede elétrica é representada por um modelo linearizado. Entretanto, este modelo pode resultar em resultados imprecisos se os aspectos de tensão e potência reativa são restrições importantes no modelo da rede. Desta forma, sugere-se que os modelos apresentados neste trabalho sejam estendidos para incluir aspectos de tensão e potência reativa. A inclusão destes aspectos também exigirá a substituição dos métodos de otimização linear, usados neste trabalho para modelar ações corretivas, por métodos de otimização não linear.

3) Modelagem de Restrições de Utilização de Recursos Energéticos

O cálculo dos índices de confiabilidade propostos neste trabalho não levou em conta as restrições para a utilização de recursos energéticos. A modelagem destas restrições pode ser crítica, principalmente em sistemas com geração predominantemente hidroelétrica. Desta forma, os métodos de otimização estática, usados neste trabalho para realizar o DMP e o gerenciamento da congestão, devem ser substituídos por métodos de otimização dinâmica para modelar as restrições de utilização de recursos energéticos. A modelagem destes aspectos permitirá que a análise probabilística do gerenciamento da congestão possa ser realizado em sistemas contendo geração hidroelétrica.

4) Desenvolvimento de Estratégias para Melhorar o Desempenho Computacional do Algoritmo de Estimação dos Índices de Confiabilidade das Transações Comerciais

O Despacho do Modelo PoolCo e o Gerenciamento da Congestão exigem a solução de dois problemas de otimização linear para cada estado simulado. Consequentemente, os tempos de execução do algoritmo de estimação dos índices de confiabilidade das transações comerciais tendem a ser elevados. Devido a isto deve-se desenvolver estratégias computacionais para reduzir o tempo de execução do algoritmo proposto. Esta redução pode ser obtida combinando-se os modelos propostos nesta dissertação com as seguintes técnicas:

- Eliminação das variáveis de estado (ângulos das tensões nas barras e fluxos nos

circuitos) nos problemas de otimização;

- Relaxação das restrições inativas durante a solução dos problemas de otimização;
- Inicialização das variáveis do MIPD com valores próximos da solução ótima (“Hot-Start”).

Referências Bibliográficas

- [1] Prabha Kundur, “Power System Stability and Control”, The McGraw-Hill Companies, January, 1994.
- [2] R. Billinton e R. N. Allan, “Reliability Evaluation of Power Systems”, Plenum Press, New York, 1996, 2ª edição.
- [3] Roy Billinton e Wenyan Li, “Reliability Assessment of Electrical Power Systems Using Monte Carlo Methods”, Plenum Press, New York, USA, 1994.
- [4] Mario V. F. Pereira, Neal J. Balu, “Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation”, Proceedings of the IEEE, 80(4), Abril, 1992, pp. 470-491.
- [5] R. Billinton, R. N. Allan, “Reliability Assessment of Large Electric Power Systems”, Kluwer Academic Publishers, USA, 1988.
- [6] A. M. Leite Da Silva, A. M. Cassula, Roy Billinton, L. A. F. Manso, “Integrated Reliability Evaluation of Generation Transmission and Distribution Systems”, IEE Proc.-Gener. Trans. Distrib., 149(1), Janeiro, 2002, pp. 1-6.
- [7] Ronald N. Allan e Roy Billinton, “Probabilistic Assessment of Power System”, Proceedings of the IEEE, Vol. 88, No. 2, Fevereiro, 2000, pp. 140-162.
- [8] X. Vieira Filho, B. G. Gorenstin, E. Salgado, L. A. S. Pilotto, “The Technical Challenges of a Modern Control Center in a New Power Sector Structure”, Revista EletroEvolução, pp. 36-42, Dezembro, 1998.
- [9] A. J. Wood e B. F. Wollenberg, “Power Generation, Operation, and Control”, John Wiley & Sons, New York, 1996, 2ª edição.

- [10] Richard D. Christie, Bruce F. Wollenberg e Ivar Wangenstenn, “Transmission Management in Deregulated Environment”, Proceedings of the IEEE, 88(2), Fervereiro, 2000.
- [11] Sally Hunt and Graham Shuttleworth, “Unlocking the Grid”, IEEE Spectrum, pp. 20-25, Julho, 1996.
- [12] T. J. Hammons, P. H. Corredor, A. M. Fonseca, A. C. G. Melo, H. Rudnick, M. Calmet e J. Guerra, “Competitive Generation Agreements in Latin American Systems with Significant Hydro Generation”, IEEE Power Engineering Review, pp. 4-21, setembro 1999.
- [13] P. H. Born, A. A. De Almeida, “Mudanças Estruturais no Setor Elétrico: Formação e Regulação de Preços”, disponível online em: <http://www.eletronbras.gov.br/provedor/biblioteca/>.
- [14] X. Vieira Filho, M. V. F. Pereira, B. G. Gorenstin, J. C. O. Melo, A. C. G. Melo, S. Granville, “Playing the odds: risk management in competitive generation contracts”, Revista EletroEvolução, pp. 23-29, Dezembro, 1998.
- [15] J. D. Finney, H. A. Othman e W. L. Rutz, “Evaluating Transmission Congestion Constraints in System Planning”, IEEE Trans. on PWRS, 12(3), Agosto, 1997, pp. 1143-1150.
- [16] R. S. Fang, A. K. David, “Optimal Dispatch Under Transmission Contracts”, IEEE Trans. on PWRS, 14(2), Maio, 1999, pp. 732-737.
- [17] A. K. David, “Dispatch Methodologies for Open Access Transmission Systems”, IEEE Trans. on PWRS, 13(1), Fervereiro, 1998, pp. 46-53.
- [18] A. K. David, “Reconciling Pool and Contract Dispatch in Open Access Transmission Operations”, IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib., 145(4), Julho, 1998, pp. 468-472.
- [19] R. S. Fang, A. K. David, “Transmission Congestion Management in an Electricity Market”, IEEE Trans. on PWRS, 14(3), Agosto, 1999, pp. 877-883.

- [20] John W. M. Cheng, Francisco D. Galiana, Donald T. McGillis, “Studies of Bilateral Contracts with Respect to Stead-State Security in a Deregulated Environment”, IEEE Trans. on PWRs, 13(3), Agosto, 1998, pp. 1020-1025.
- [21] Francisco D. Galiana, Marija Ilić, “A Mathematical Framework for the Analysis and Management of Power Transactions under Open Access”, A Mathematical Framework for the Analysis and Management of Power Transactions under Open Access, IEEE Trans. on PWRs, 13(2), Maio, 1998, pp. 681-687.
- [22] H. Singh, S. Hao e A. Papalexopoulos, “Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets”, IEEE Trans. on PWRs, 13(2), Maio, 1998, pp. 672-680.
- [23] Felix F. Wu e Pravin Varaiya, “Coordinated Multilateral Trades for Electrical Power Networks: theory and implementation”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 21(2), pp. 75-102, 1999.
- [24] G. Hamoud, “Feasibility Assessment of Simultaneous Bilateral Transactions in a Deregulated Environment”, IEEE Trans. on PWRs, Fevereiro, 2000, 15(1), pp. 22-26.
- [25] J. Bialek, R. S. Cherkaoui e A. Germond, “Improving NERC transmission loading relief procedures”, The Electricity Journal, 13(5), Junho, 2000, pp. 11-19.
- [26] S. N. Singh, A. K. David, “Optimal Location of FACTS Devices for Congestion Management”, Electric Power System Research, 58, 2001, pp. 71-79.
- [27] M. I. Alomoush, S. M. Shahidehpour, “Contingency-Constrained Congestion Management with a Minimum Number of Adjustments in Preferred Schedules”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 22, 2000, pp. 277-290.
- [28] J. C. O. Mello, A. C. G. Melo, X. Vieira Filho, B. G. Gorenstin, S. Granville, M. V. F. Pereira, J. C. G. Praça, E. M. T. Nery, “Power System Reliability Evaluation in a Competitive Framework”, 1996 Cigré Meeting SC-38, Paris, 1996.

- [29] John W. M. Cheng, Donald T. McGillis, Francisco D. Galiana, “Probabilistic Security Analysis of Bilateral Transactions in a Deregulated Environment”, IEEE Trans. on PWRS, 14(3), Agosto, 1999, pp. 1153-1159.
- [30] A. M. Leite da Silva, J. W. Marangon Lima, G. J. Anders, “Available Transfer Capability - Sell Firm or Interruptible?”, IEEE Trans. on PWRS, 14(4), Novembro, 1999, pp. 1299-1305.
- [31] B. Cornière, L. Martin, S. Vitet, N. Hadjsaid e A. G. Phadke, “Assesment of the Congestion Costs and the Risk of Curtailment Associated with Available Transfer Capability (ATC)”, Power Engineering Society Winter Meeting, Vol.3, 2000, 891-896.
- [32] Ian Dobson, Scott Greene, Rajesh Rajaraman, Christopher L. DeMarco, Fernando L. Alvarado, Mevludin Glavic, JianFeng Zhang, Ray Zimmerman, “Electric Power Transfer Capability: Concepts, Applications, Sensitivity and Uncertainty”, disponível online em: <http://www.pserc.cornell.edu/tcc/>.
- [33] Armando M. Leite Da Silva, João Guilherme de Carvalho Costa, Luiz Antônio da Fonseca Manso, George G. Anders, “Transmission Capacity: Availability, Maximum Transfer and Reliability”, IEEE Trans. on PWRS, Vol. 17, No. 3, Agosto, 2002, pp. 843-849.
- [34] North American Reliability Council (NERC), “Available Transfer Capability - Definitions and Determinations”, NERC, Report, Junho, 1996.
- [35] 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 PWRS, 12(2), Maio, 1997, pp. 736-742.
- [36] Feng Xia, A. P. Sakis Meliopoulos, “A Methodology for Probabilistic Simultaneous Transfer Capability Analysis”, IEEE Trans. on PWRS, 11(3), Agosto, 1996, pp. 1269-1278.
- [37] Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee, “IEEE Reliability Test System - 1996”, IEEE Trans. PWRS, 14(3), Agosto, 1999, pp. 1010-1020.

- [38] B. G. Gorenstin, S. Granville, J. C. O. Mello, A. C. G. Melo, L. G. Marzano, J. S. Ojeda, A. L. Marcato, L. R. M. Regino e J. A. Medeiros, “Ancillary Service in Deregulated Electric Power Industry”, *Revista EletroEvolução*, Março, 2001, pp. 54-60.
- [39] Sergio Granville, “Optimal Reactive Dispatch through Interior Point Methods”, *IEEE Trans. on PWRS*, 9(1), Fervereiro, 1994, pp. 136-146.
- [40] A. J. Monticelli, “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”, Editora Edgard Blücher Ltda., São Paulo, Brasil, 1983.
- [41] F. C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors e R. E. Bohn, “Spot Pricing of Electricity”, Kluwer Academic Publishers, USA, 1988.
- [42] Atif Debs, “Modern Power Systems Control and Operation”, Kluwer Academic Publishers, Junho, 1988.
- [43] H. Glavitsch e F. Alvarado, “Management of Multiple Congested Conditions in Unbundled Operation of a Power System”, *IEEE Trans. on PWRS*, 13(3), Agosto, 1998, pp. 1013-1019.
- [44] A. B. Rodrigues, M. G. Da Silva, “Impact of Multilateral Congestion Management on the Reliability of Power Transactions”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, pp. 113-122, Vol. 25, No. 2, Fevereiro, 2003.
- [45] Narain G. Hingorani, “Flexible AC Transmission System”, *IEEE Spectrum*, Abril, 1993, pp. 40-45.
- [46] A. B. Rodrigues, M. G. Da Silva, “Assessment of Phase-Shifting Transformer Effects in Reliability of Power Transactions”, *Fifth International Conference on Power System Management and Control*, 17-19 de Abril de 2002, United Kingdom, pp. 262-267.
- [47] Mokhtar S. Bazaraa, John J. Jarvis, Hanif D. Sherali, “Linear Programming and Network Flows”, John Wiley & Sons, Singapura, 1990.

- [48] B. Stott, E. Hobson, “Power System Security Control Calculations Using Linear Programming”, Parts I e II, IEEE Trans. on PAS, 97(5), pp. 1713-1731, Setembro/Outubro, 1978.
- [49] B. Stott, J. L. Marinho, “Linear Programming for Power System Network Security Applications”, IEEE Trans. on PAS, 98, pp. 837-848, Maio/Junho, 1979.
- [50] S. J. Wright, “Primal-Dual Interior-Point Methods”, SIAM, Philadelphia, USA, 1997.
- [51] I. J. Lustig, R. E. Marsten, D. F. Shanno, “Interior Point Methods for Linear Programming: Computational State of the Art”, ORSA Journal on Computing, Vol. 6, No. 1, Winter 1994.
- [52] E. D. Andersen, J. Gondzio, C. Mészáros, e X. Xu, “Implementations of Interior-Point Methods for Large Scale Linear Programming”, em: Interior Point Methods in Mathematical Programming, T. Terlaky (ed.), Capítulo 6, pp. 189-252, Kluwer Academic Publisher, 1996.
- [53] G. Astfalk, I. J. Lustig, R. E. Marsten and D. F. Shanno “The Interior Point Method for Linear Programming”, IEEE software, pp. 61-68, July, 1992.
- [54] L. S. Vargas, V. H. Quintana, A. Vannelli and “A Tutorial Description of an Interior Point Method and its Applications to Security-Constrained Economic Dispatch”, IEEE Trans. on PWRS, 8(3), Agosto, 1993, pp. 1315-1324.
- [55] Edgardo D. Castronuovo, Jorge M. Campagnolo, and Roberto Salgado, “On the Application of High Performance Computation Techniques to Nonlinear Interior Point Methods”, IEEE Trans. PWRS, Vol. 16, No. 3, Agosto, 2001, pp. 325-331.
- [56] Katia C. Almeida and Roberto Salgado, “Optimal Power Flow Solutions Under Variable Load Conditions”, IEEE Trans. PWRS, Vol. 15, No. 4, Novembro, 2000, pp. 1204-1211.
- [57] Edgardo D. Castronuovo, Jorge M. Campagnolo, Roberto de S. Salgado, “A Largest-Step Central-Path Applied to the Optimal Power Problem”, Revista Controle & Automação, Vol. 11, No.3, Set., Out., Nov., Dezembro, 2000, pp.176-181.

- [58] X. Yan and V. H. Quintana, “An Infeasible Interior-Point Algorithm for Optimal Power Flow Problems”, *Electrical Power System Research*, 39, 1996, pp. 39-46.
- [59] Anthony V. Fiacco, Garth P. McCormick, “NonLinear Programming: Sequential Unconstrained Minimization Techniques”, SIAM, Philadelphia, USA, 1990.
- [60] Jacek Gondzio, Tamas Terlaky, “A Computational View of Interior-Point Methods for linear Programming”, Technical Report 1994.22, Logilab, HEC Geneva, Section of Management Studies, University of Geneva, Junho, 1994.
- [61] Sergio Pissanetzky, “Sparse Matrix Technology”, Academic Press, INC., Orlando, Florida, USA, 1984.
- [62] K. Zollenkopf, “Bi-Factorization - Basic Computational Algorithm and Programming Techniques”, em: Large Sparse Sets of linear Equations, J. K. Reid (ed.), Capítulo 6, pp. 75-96, Academic Press, 1971.
- [63] R. Billinton, R. N. Allan, “Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques”, Plenum Press, New York, USA, 1992.
- [64] Task Force 13 of Advisory Group 38.03, “Sequential Probabilistic Methods for Power System Operation and Planning”, *Électra*, No. 179, Agosto, 1998, pp. 69-99.
- [65] J. C. O. Mello, M. V. F. Pereira, A. M. L. Da Silva, “Evaluation of reliability Worth in Composite Systems Based on Pseudo-Sequential Monte Carlo Simulation”, *IEEE Trans. on PWRS*, Vol. 9, No. 3, Agosto, 1994, pp. 1318-1326.
- [66] J. C. O. Mello, A. M. Leite da Silva, M. V. F. Pereira, “Efficient loss-of-load cost evaluation by combined pseudo-sequential and state transition simulation”, *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 144, No. 2, Março, 1997, pp.147-154.
- [67] William H. Press, Saul A. Teukolsky, William T. Vetterling, Brian P. Flannery, “Numerical Recipes in Fortran 77: The Art of Scientific Computing”, Cambridge University Press, USA, 1996.
- [68] Reuven Y. Rubstein, “Simulation and the Monte Carlo Method”, John Wiley & Sons, USA, 1981.

- [69] R. Billinton, R. Karki, "Application of Monte Carlo Simulation to Generation System Well-being Analysis", *IEEE Trans. on PWRS*, 14(3), Agosto, 1999, pp. 1172-1177.
- [70] R. Billinton, R. Karki, "Capacity Reserve Assessment Using System Well-being Analysis", *IEEE Trans. on PWRS*, 14(2), Maio, 1999, 433-438.
- [71] M. Fotuhi-Firuzabad, R. Billinton, "An Energy Based Approach to Evaluate Optimum Interruptible Load Carrying Capability in Isolated and Interconnected Systems Including Well-Being Constraints", *IEEE Trans. on PWRS*, 12(4), Novembro, 1997, pp. 1676-1681.
- [72] R. Billinton, G. Lian, "Composite Power System Health Analysis Using a Security Constrained Adequacy Evaluation Procedure", *IEEE Trans. on PWRS*, 9(2), Maio, 1994, pp. 936-941.
- [73] A. B. Rodrigues, M. G. Da Silva, "Congestion Severity Assessment Using System Well-Being Analysis", *International Journal of Power and Energy Systems*, Vol. 22, No. 3, 2002, pp. 159-164.
- [74] Task Force 38.03.12, "Power System Security Assessment: A Position Paper", *Électra* No. 175, Dezembro, 1997, pp. 49-77.
- [75] IEEE Committee Report, "IEEE Reliability Test System", *IEEE Trans. PAS*, 98, 1979, pp. 2047-2054.
- [76] O. Bertoldi, L. Salvaderi, S. Scalcino, "Monte Carlo Approach in Planning Studies: an application to IEEE RTS", *IEEE Trans. PWRS*, 3(3), 1988, 1146-1154.
- [77] P. Paterni, S. Vitet, M. Bena, A. Yokoyama, "Optimal Location of Phase Shifters in the French network by Genetic Algorithm", *IEEE Trans. PWRS*, 14(1), Fevereiro, 1999, pp. 37-42.
- [78] E. J. de Oliveira, J. W. Marangon Lima, J. L. Pereira, "Flexible AC Transmission System Devices: Allocation and Transmission Pricing", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 21, 1999, pp. 111-118.

- [79] A. C. G. Melo, M. V. F. Pereira, A. M. Leite da Silva, "A Conditional Probability Approach to the Calculation of Frequency and Duration Indices in Composite Reliability Evaluation", IEEE Trans. PWRD, Vol. 8, No. 3, Agosto, 1993, pp. 1118-1125.