

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**UMA NOVA METODOLOGIA PARA A VALORAÇÃO DO  
CUSTO DE ACESSO À TRANSMISSÃO CONSIDERANDO  
ASPECTOS DE CONFIABILIDADE**

‘Dissertação Submetida à Universidade Federal de Santa Catarina  
para a Obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica’

**SILVIA ELENA COSSIO MESA**

Florianópolis, Novembro de 1996

**UMA NOVA METODOLOGIA PARA A VALORAÇÃO DO CUSTO DE  
ACESSO À TRANSMISSÃO CONSIDERANDO ASPECTOS DE  
CONFIABILIDADE**

**Silvia Elena Cossio Mesa**

Esta dissertação foi julgada para a obtenção do Título de  
**Mestre em Engenharia Elétrica,**  
**Área de concentração em Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica**  
e aprovada em sua forma final pelo Curso de Pós-Graduação.

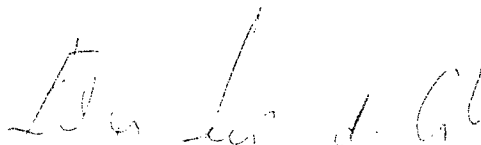


Prof. Edson Luiz da Silva, D. Eng.  
Orientador

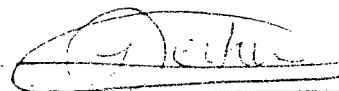
---

Prof. Adroaldo Raizer, D. Ing.  
Coordenador do Curso

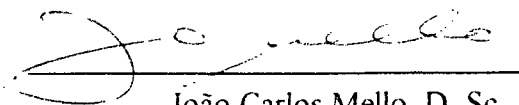
**Banca examinadora**




Prof. Edson Luiz da Silva, D. Eng - Presidente



Prof. Ildemar Cassana Decker, D. Sc.



João Carlos Mello, D. Sc.



Prof. Marciano Morozowski Filho, D. Sc.

À Deus e ao meu Anjo da Guarda

Aos meus pais Alberto e Nelly.

Aos meus irmãos Maria Lucía, Gloria  
Cecilia e Jairo Alberto.

Sem vocês não teria realizado o meu sonho

## AGRADECIMENTOS

Ao Professor Edson Luiz da Silva, não somente pelo apoio, dedicação e interesse como orientador deste trabalho, mas também pela sua amizade e ajuda nos momentos difíceis. Muito Obrigada.

Ao Engenheiro Pablo Corredor, pela sua confiança, apoio e amizade sempre presentes.

Aos amigos Leandro, Beatriz, Mauricio e Mónica, que souberam compartilhar comigo minhas alegrias e meus momentos difíceis.

A minha família e a todos meus amigos e amigas, aqui anônimos, mas individualmente lembrados, porque mesmo na distância sempre estiveram presentes.

A todos os professores e colegas de Pós-graduação de Engenharia Elétrica, que de uma forma ou outra contribuíram para a realização deste trabalho.

À Interconexión Elétrica S.A., pelo apoio institucional e financeiro.

Ao CNPq pelo apoio financeiro.

# SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE TABELAS	xiii
NOMENCLATURA	xiv
ABREVIATURAS	xvi
RESUMO	xvii
ABSTRACT	xviii
1. INTRODUÇÃO	1
2. REESTRUTURAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA	5
2.1 INTRODUÇÃO	5
2.2 CARACTERÍSTICAS DO SETOR ELÉTRICO	5
2.3 REGULAMENTAÇÃO E MONOPÓLIO NATURAL	6
2.4 PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO NOS DIFERENTES PAÍSES	10
2.5 CONCLUSÕES	15
3. TRANSAÇÕES DE TRANSMISSÃO	17
3.1 INTRODUÇÃO	17
3.2 TRANSAÇÕES DE TRANSMISSÃO	17

3.3 ANÁLISE DE TRANSAÇÕES TIPO <i>WHEELING</i>	19
3.4 CUSTOS ASSOCIADOS ÀS TRANSAÇÕES DE TRANSMISSÃO	19
3.4.1 Custo de Operação	20
3.4.2 Custo de Expansão	20
3.4.3 Custo do Sistema Existente	21
3.5 METODOLOGIAS PARA AVALIAÇÃO E ALOCAÇÃO DOS CUSTOS DE TRANSMISSÃO	21
3.6 METODOLOGIAS DE CUSTO FIXO	22
3.6.1 Selo Postal	22
3.6.2 Trajetória Contratada	23
3.6.3 MW-milha	24
3.6.4 MW-milha Estendido	26
3.7 METODOLOGIAS DE CUSTO INCREMENTAL	27
3.7.1 Custo Marginal de Curto Prazo	28
3.7.2 Custo Marginal de Longo Prazo	29
3.8 METODOLOGIAS HÍBRIDAS	30
3.9 CONCLUSÕES	30
4. TEORIA MARGINALISTA APLICADA A SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA	32
4.1 INTRODUÇÃO	32
4.2 TEORIA DOS CUSTOS MARGINAIS	33
4.3 ALOCAÇÃO DE CUSTOS E BENEFÍCIOS	35
4.3.1 Conceitos Básicos	35
4.3.2 Vantagens da Associação de Empresas para Produção	36
4.3.3 Rateio dos Benefícios	39
4.4 CUSTOS MARGINAIS EM SISTEMAS ELÉTRICOS	40
4.4.1 Sistemas Termoeletricos - Barra Única	40
4.4.2 Sistemas de Geração Térmicos e Rede de Transmissão	42
4.5 CUSTOS MARGINAIS NO CÁLCULO DO <i>WHEELING</i>	45

4.6 LIMITAÇÕES DA ABORDAGEM MARGINALISTA	46
4.6.1 Não Otimalidade do Sistema de Transmissão	46
4.6.2 Limitações do Modelo de Despacho	46
4.6.3 Modularidade das Obras e Economias de Escala	46
4.6.4 Não Remuneração do Sistema Existente	47
4.7 CONCLUSÕES	47
5. METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DO CUSTO FIXO DA REDE DE TRANSMISSÃO	48
5.1 INTRODUÇÃO	48
5.2 VISÃO GERAL DO PROBLEMA	49
5.3 ALOCAÇÃO DO CUSTO FIXO DA REDE DE TRANSMISSÃO COM BASE NO CONCEITO DE MARGEM DE CONFIABILIDADE	52
5.3.1 Alocação considerando Regime Normal de Operação	52
5.3.2 Alocação considerando Operação em Contingência	57
5.3.3 Integração da Alocação considerando Operação em Regime Normal e em Contingência	61
5.4 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DA MMC	62
5.4.1 Módulo de entrada e leitura de dados	62
5.4.2 Módulo de análise de fluxo de potência	64
5.4.3 Módulo de análise de confiabilidade	64
5.4.4 Módulo de cálculo do custo fixo da transação de transmissão utilizando a MMC	66
5.5 SISTEMA TESTE	66
5.5.1 Viabilização da transação	67
5.5.2 Determinação do custo da transação	69
5.5.3 Comparação com outras metodologias	74
5.6 CONCLUSÕES	75



6. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA MMC	77
6.1 INTRODUÇÃO	77
6.2 CUSTO FIXO ASSOCIADO ÀS TRANSAÇÕES	77
6.3 COMPARAÇÃO COM OUTRAS METODOLOGIAS	80
6.4 SENSIBILIDADE DO CUSTO FIXO TOTAL COM VARIAÇÕES NA MAGNITUDE DA TRANSAÇÃO	82
6.5 DESEMPENHO COMPUTACIONAL	84
6.6 CONCLUSÕES	85
7. CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	86
7.1 CONCLUSÕES	86
7.2 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	87
7.3 DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	87
APÊNDICE A. TEORIA MICROECONÔMICA	89
A.1 TEORIA DA DEMANDA DO CONSUMIDOR: ABORDAGEM PELA UTILIDADE	89
A.2 TEORIA DA DEMANDA DO CONSUMIDOR: ABORDAGEM PELA CURVA DE INDIFERENÇA	90
A.3 TEORIA DA PRODUÇÃO	93
A.4 CUSTOS DE PRODUÇÃO	95
APÊNDICE B. TEORIA DE PROGRAMAÇÃO LINEAR	98
B.1 DEFINIÇÕES BÁSICAS	99
B.2 ALGORITMO DE SOLUÇÃO	100
B.3 DUALIDADE EM PROGRAMAÇÃO LINEAR	101

APÊNDICE C. VALOR ESPERADO CONDICIONAL DE UMA VARIÁVEL ALEATÓRIA	103
C.1 VARIÁVEL ALEATÓRIA	102
C.2 FUNÇÃO DISTRIBUIÇÃO	104
C.3 VARIÁVEIS ALEATÓRIAS DISCRETAS	104
C.4 VARIÁVEIS ALEATÓRIAS CONTINUAS	105
C.5 DISTRIBUIÇÕES CONDICIONAIS	105
C.6 VALOR ESPERADO	106
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	107

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Maximização dos lucros do monopolista	8
Figura 2.2 - Estrutura do sistema elétrico Inglês antes da privatização	10
Figura 2.3 - Estrutura do sistema elétrico Inglês após a privatização	11
Figura 3.1 - Transações de transmissão	18
Figura 3.2 - Metodologia do Selo Postal	23
Figura 3.3 - Metodologia da Trajetória Contratada	24
Figura 3.4 - Metodologia do MW-milha	25
Figura 3.5 - Fluxos em dois circuitos diferentes para uma determinada transação	27
Figura 3.6 - Metodologia do Custo Marginal de Curto Prazo	28
Figura 4.1 - Curvas de Custo Unitário e Marginal de Curto Prazo	34
Figura 4.2 - Sistema Geração/Transmissão	42
Figura 5.1 - Aumento do fluxo produzido pelo acessante	54
Figura 5.2 - Acessante mantém o fluxo constante	55
Figura 5.3 - Redução do fluxo produzida pelo acessante	56
Figura 5.4 - Comportamento do fluxo num circuito na presença de uma determinada transação	59
Figura 5.5 - Fluxograma da Metodologia da Margem de Confiabilidade	63
Figura 5.6 - Sistema teste	66
Figura 5.7 - Transação a ser acomodada no sistema teste	67
Figura 5.8 - Expansão do sistema para viabilizar a transação	69
Figura 6.1 - Custo fixo total com parcela de ajuste calculada por diferentes metodologias	80
Figura 6.2 - Custo fixo total calculado com diferentes metodologias	81
Figura 6.3 - Custo fixo para diversos valores da transação T1	82
Figura 6.4 - Custo fixo para diversos valores da transação T2	83
Figura 6.5 - Tempo de CPU gasto para a avaliação de cada transação com a MMC	85
Figura A.1 - Curvas de utilidade total e utilidade marginal	89
Figura A.2 - Curvas de indiferença	91

Figura A.3 - Equilíbrio do consumidor	91
Figura A.4 - Curva de preço-consumo	92
Figura A.5 - Função de produção - Produto médio e Produto marginal	93
Figura A.6 - Isoquantas	94
Figura A.7 - Equilíbrio do produtor	95
Figura A.8 - Custos unitários e Custos Marginais	96
Figura A.9 - Função de custos unitários de longo prazo	97

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Comparação das características das diferentes metodologias	31
Tabela 5.1 - Parâmetros dos circuitos do sistema teste	67
Tabela 5.2 - Fluxos de potência antes e depois de acomodar a transação	68
Tabela 5.3 - Energia não suprida	68
Tabela 5.4 - Fluxos de potência antes e depois de acomodar a transação	70
Tabela 5.5 - Índices de utilização e Custo fixo da transação considerando regime normal de operação	71
Tabela 5.6 - Valor esperado de incremento de fluxo	72
Tabela 5.7 - Índices de utilização e custo fixo da transação considerando operação em contingência	73
Tabela 5.8 - Custo fixo total para a transação	73
Tabela 5.9 - Custo fixo total para a transação usando MW-milha estendido	74
Tabela 5.10 - Custo fixo total para a transação calculado com diversas metodologias	75
Tabela 6.1 - Transações estudadas	77
Tabela 6.2 - Custo fixo total	78
Tabela 6.3 - Calculo da parcela de ajuste com diferentes metodologias	79
Tabela 6.4 - Custo fixo total por diferentes metodologias	81
Tabela 6.5 - Custo fixo total para diversos valores da transação T1	82
Tabela 6.6 - Custo fixo total para diversos valores da transação T2	83
Tabela 6.7 - Tempo de CPU gasto para a avaliação de cada transação com a MMC	84
Tabela B.1 - Correspondência entre os problemas primal e dual	102

## NOMENCLATURA

$L$	- Lucro total;
$q$	- Quantidade produzida;
$p(q)$	- Curva de demanda;
$C(q)$	- Função de custo total;
$RT$	- Receita total;
$RM$	- Receita marginal;
$C_W, C_B$	- Custo alocado ao agente <i>wheeling</i> e ao usuário base respectivamente;
$CTOT$	- Custo fixo total da rede de transmissão;
$W$	- Valor da transação (MW);
$D$	- Demanda total do sistema (MW);
$C(k)$	- Custo do elemento $k$ ;
$\Delta i_w(k)$	- Variação do fluxo que atravessa o elemento $k$ , devido ao agente <i>wheeling</i> $W$ ;
$\bar{F}(k)$	- Capacidade do elemento $k$ .
$F_B(k)$	- Fluxo induzido pelos usuários base no elemento $k$ .
$\pi_j$	- Multiplicador simplex associado à $j$ -ésima restrição do modelo linear de produção.
$b_j(i)$	- Quantidade do recurso $j$ fornecido pela $i$ -ésima empresa participante da associação.
$\pi_d$	- Custo marginal associado à variação do mercado;
$\pi_g$	- Custo marginal associado à variação da capacidade de geração.
$\pi_f$	- Custo marginal associado à variação da capacidade do circuito.
$\pi_r$	- Custo marginal associado à variação da susceptância do circuito.
$IUN_i^W$	- Índice de utilização do circuito $i$ correspondente ao acessante, considerando regime normal de operação;
$F_i^W$	- Fluxo no circuito $i$ devido ao acessante;
$\bar{F}_i$	- Capacidade do circuito $i$ .
$F_i$	- Fluxo no circuito $i$ incluindo simultaneamente o acessante e todos os consumidores base;

$F_i^B$	- Fluxo no circuito $i$ devido aos consumidores base.
$IUN_i^B$	- Índice de utilização do circuito $i$ correspondente aos usuários base, considerando o regime normal de operação.
$CN_i^W$	- Custo do circuito $i$ correspondente ao acessante, considerando regime normal de operação;
$CN_i^B$	- Custo do circuito $i$ correspondente ao usuário base, considerando regime normal de operação;
$CF_i$	- Custo fixo do circuito $i$ .
$VEI_i^B$	- Valor esperado de incremento de fluxo no circuito $i$ devido ao usuário base;
$F_i$	- Fluxo no circuito $i$ , em regime normal de operação, desconsiderando a transação;
$F_{i,j}$	- Fluxo no circuito $i$ , no estado de contingência $j$ ;
$p_j$	- Probabilidade do estado $j$ ;
$VEI_i^W$	- Valor esperado de incremento de fluxo no circuito $i$ devido ao acessante;
$F_{MAX,i}$	- Fluxo máximo no circuito $i$ , em contingência, desconsiderando a transação;
$IUC_i^W$	- Índice de utilização da margem de confiabilidade do circuito $i$ , correspondente ao acessante;
$IUC_i^B$	- Índice de utilização da margem de confiabilidade do circuito $i$ , correspondente ao usuário base.
$CC_i^W$	- Custo do circuito $i$ correspondente ao acessante, considerando operação em contingência;
$CC_i^B$	- Custo do circuito $i$ correspondente ao usuário base, considerando operação em contingência;
$CF_i$	- Custo fixo do circuito $i$ ;
$CT_i^W$	- Custo total do circuito $i$ correspondente ao acessante;
$CT_i^B$	- Custo total do circuito $i$ correspondente ao usuário base.

## ABREVIATURAS

CEGB	- Central Electricity Generating Board;
NP	- National Power;
PG	- Power Generation;
NE	- Nuclear Electric;
NGC	- National Grid Company;
ENDESA	- Empresa Nacional de Electricidad;
CHILECTRA	- Compañía Chilena de Electricidad;
CAMMESA	- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.;
ISA	- Interconexión Eléctrica S.A.;
FERC	- Federal Energy Regulatory Commission;
PURPA	- Public Utility Regulatory Policies Act;
QF	- Qualified Facility;
ELETROBRÁS	- Centrais Elétricas Brasileiras S.A.;
SINTREL	- Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica;
CEPEL	- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica;
MMC	- Metodologia da Margem de Confiabilidade;
DC	- Direct Current;
ENS	- Energia não Suprida;
PL	- Programação Linear.



## RESUMO

A tendência internacional de tornar a indústria de energia elétrica mais competitiva e eficiente, tem levado em muitos países à desagregação das atividades de geração, transmissão e distribuição de eletricidade.

Neste novo esquema, o acesso de terceiros ao sistema de transmissão deve ser garantido e portanto, considerando-se que a atividade de transmissão constitui-se num monopólio natural devido à inviabilidade tanto técnica como econômica de se construir sistemas independentes para cada par geração/carga, é necessário definir regras para o uso compartilhado da rede de transmissão e estabelecer metodologias que permitam determinar e alocar os custos associados com este serviço.

Neste trabalho é proposta uma metodologia para alocação do custo fixo da rede de transmissão, que considera entre outros, o impacto de uma transação de transmissão na confiabilidade do sistema. Para abordar este aspecto, a metodologia leva em consideração que os circuitos, além da principal função de transmissão de potência em regime normal de operação, têm outra, não menos importante, que é a garantia de uma operação confiável e segura do sistema, quando o mesmo é submetido a contingências. Assim, os circuitos são valorados tanto pelos fluxos que conduzem em regime normal de operação, quanto pelos que conduzem em contingências e a remuneração total do sistema é garantida.

A viabilidade da metodologia proposta é demonstrada através de sua aplicação ao sistema Sul brasileiro obtendo-se resultados consistentes e que, comparados com aqueles obtidos usando outras metodologias, permitem constatar a importância de se considerar o impacto das transações na confiabilidade do sistema.

## ABSTRACT

The international trends of transforming the Electric Supply Industry into a more competitive and efficient business has caused the decoupling of generation, transmission and distribution activities in several countries.

In this structure, the access from the third-parties to the transmission system has to be guaranteed, and considering that transmission activity is a natural monopoly due to both economical and technical unfeasibility to construct independent systems for each pair generation/load, it is necessary to create rules and methodologies for the shared use of the transmission network which allow determining and allocating inherent costs of these services.

In this work, a methodology is proposed for transmission cost allocation, which considers the impact of each transaction on the system reliability. In this direction, the methodology takes into account that the circuits, besides the main function in a power system, which is power transmission between two points under normal condition, has another function with the same importance, that is to guarantee a safe and secure operation even during contingencies. Thus, the circuits are valued by the power flow that is transported under normal and contingency conditions. so that the embedded costs are recovered.

The consistency and computational feasibility of the methodology is proved by an application to the South-Brazilian system. The results of this approach are consistent when compared to other methodologies and permit to emphasize the importance of considering transaction impacts on the system reliability

# CAPÍTULO 1.

## INTRODUÇÃO

Desde a década passada, a indústria de energia elétrica, em diversos países, vem passando por uma série de mudanças. De modo geral, estas mudanças têm por objetivo alcançar uma maior eficiência na produção e transporte de energia elétrica através da competição. A introdução desta competição na indústria de energia elétrica tem sido precedida, em muitos casos, por um processo de desverticalização. Este processo leva à desagregação funcional, não necessariamente corporativa, das atividades de geração, transmissão e distribuição das concessionárias originalmente integradas.

Essas mudanças tem sido motivadas em função do esgotamento do modelo tradicional, onde, pelas características inerentes aos serviços de eletricidade, normalmente o Estado é o responsável pela operação, expansão e regulamentação da indústria de energia elétrica. Porém a crescente deterioração dos serviços prestados pelas empresas públicas, somado ao aprofundamento dos desequilíbrios financeiros do Estado, têm levado um grande número de países a ingressarem em programas de privatização, buscando-se um aumento na eficiência econômica.

Independentemente do modelo adotado pelos diferentes países, o estabelecimento de competição na produção de energia passa necessariamente pelo livre acesso de produtores e consumidores ao sistema de transmissão. As regras de acesso à transmissão devem ser neutras, de modo que os custos e condições de confiabilidade para o acesso à transmissão dos novos agentes sejam comparáveis com aqueles atualmente oferecidos aos usuários já existentes. Em outras palavras, cada usuário deverá pagar pelo custo efetivamente incorrido devido a sua conexão ao sistema. De outro lado, os custos alocados entre os usuários devem assegurar a remuneração do sistema existente e permitir a sua expansão.

Adicionalmente, é necessário identificar os diversos componentes utilizados numa determinada transação e definir mecanismos de atribuição de custos destes componentes entre os diferentes usuários. Esta não é uma tarefa fácil, devido a que ao se realizar o transporte de energia de um ponto a outro no sistema, os fluxos de potência seguem trajetórias determinadas pelas Leis

de Kirchoff, utilizando em muitos casos elementos de circuitos que pertencem a mais que uma concessionária.

Face ao exposto, e considerando o caráter de monopólio natural da atividade de transmissão dentro da indústria de energia elétrica, conclui-se que a garantia de acesso à transmissão aos diversos agentes requer o estabelecimento de regras claras para o uso compartilhado da rede de transmissão, o que supõe a definição de metodologias para a determinação e alocação dos custos entre os diferentes usuários. Essas metodologias devem garantir entre outros, estabilidade, neutralidade, remuneração dos custos, e fornecimento de sinais econômicos adequados para a expansão do sistema.

Esta questão tem motivado o desenvolvimento de muitas metodologias [1,2,3,4,5], as quais tentam cobrir as características apontadas anteriormente.

De modo geral estas metodologias não incluem aspectos relacionados ao transporte de potência reativa assim como a consideração da confiabilidade, o que tem incentivado o interesse pelo desenvolvimento de novas metodologias, consideradas mais “justas”, que tentam cobrir estes aspectos [6,7,8].

Nesta linha de interesse, este trabalho tem por objetivo a proposição de uma metodologia para a alocação dos custos de transmissão que considera o aspecto de confiabilidade.

Nesta proposta, o custo total associado ao serviço de transmissão deve incluir uma parcela de custo correspondente à variação do custo de produção ocasionado pela acomodação da transação, e outra correspondente à utilização do sistema existente.

Para a valoração da variação do custo de produção julgamos que uma metodologia baseada em custo marginal, tal como proposta por Boris G. Gorenstin [9], é o caminho mais adequado, sendo que o cálculo deste componente do custo foge ao escopo deste trabalho.

De outro lado, para a alocação do custo do sistema existente ou custo fixo, é desenvolvida uma metodologia que considera entre outros, o impacto das transações na confiabilidade do sistema. Para abordar este aspecto, a metodologia leva em consideração que cada circuito, além da função de transporte de potência ativa entre dois pontos, tem também a função de garantir a confiabilidade do sistema. Esta segunda função é oferecida através da implantação de circuitos com folgas de transmissão e também de redundâncias. Neste trabalho,

folgas de transmissão, isto é, diferença entre capacidade e fluxo passante de cada circuito, é denominada de margem de confiabilidade.

Desta forma cada circuito é valorado de acordo com toda sua valia para o sistema, isto é, é valorado tanto pelo fluxo que conduz em regime permanente, quanto pelo fluxo que conduz em contingências, sendo garantida a total remuneração do sistema de transmissão. Esta característica é de suma importância, na medida em que o sistema de transmissão, em geral, é de propriedade de múltiplos participantes, o que requer uma metodologia capaz de identificar claramente os serviços oferecidos por cada um dos participantes.

A viabilidade da metodologia é demonstrada através de sua aplicação ao sistema Sul brasileiro obtendo-se resultados consistentes e que, comparados com aqueles obtidos utilizando-se outras metodologias, permitem constatar a importância de se considerar o impacto das transações na confiabilidade do sistema, quando se pretende valorar os custos de acesso ao sistema de transmissão.

O presente documento está organizado de modo a permitir ao leitor o completo entendimento dos problemas e potenciais soluções relacionados ao tema de “acesso ao sistema de transmissão por terceiros”. Deste modo são abordados aspectos tanto de teoria econômica quanto de análise de sistemas elétricos.

Assim, no Capítulo 2 é apresentado o processo de reestruturação da indústria de energia elétrica, bem como suas motivações e exemplos de como este processo tem sido implantado em alguns países.

No Capítulo 3 são discutidos os principais conceitos relacionados com as transações de transmissão e apresentadas as principais metodologias existentes para a alocação dos custos associados ao serviço de transmissão. A partir dos tópicos abordados neste capítulo, constata-se a necessidade do desenvolvimento de novas metodologias que considerem aspectos ainda não incluídos nas existentes.

No Capítulo 4 apresenta-se de forma sucinta a teoria de custos marginais e sua aplicação em sistemas elétricos de potência, particularmente no cálculo da tarifa de *wheeling*, destacando-se suas vantagens e limitações.

No Capítulo 5 é proposta uma metodologia para a alocação do custo fixo da rede de transmissão baseada no conceito da margem de confiabilidade. Desta forma, é considerada a

dupla função dos circuitos de transmissão, isto é, conduzir fluxos tanto em regime normal quanto em contingências. A metodologia proposta permite fazer o rateio do custo fixo total da rede de transmissão entre os diferentes usuários de uma forma que se acredita ser mais “justa”.

No Capítulo 6 a metodologia desenvolvida é aplicada a uma configuração do sistema Sul brasileiro e os seus resultados são comparados com os obtidos utilizando-se outras metodologias, salientando-se as principais diferenças.

Finalmente, no Capítulo 7 apresentam-se as principais conclusões e contribuições deste trabalho, juntamente com as sugestões para desenvolvimentos futuros.

## **CAPÍTULO 2.**

# **REESTRUTURAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA**

### **2.1 INTRODUÇÃO**

Na busca de uma maior eficiência administrativa, e de modo a permitir a livre competição dentro do setor de energia elétrica, muitos países estão desagregando suas empresas de eletricidade separando as atividades de geração, transmissão e distribuição.

As características próprias do setor elétrico, o levaram a ter uma ampla participação do Estado atuando como regulador dos serviços, bem como proprietário de uma boa parte das concessionárias. Esse enfoque tradicional tem sido bastante questionado e tem levado a um processo de reestruturação da indústria de energia elétrica, que sugere a incorporação de critérios de livre mercado.

Além de uma maior eficiência, espera-se que a partir deste processo possa-se obter um serviço com melhor qualidade e preços relativamente mais baixos.

Neste capítulo, é apresentado o panorama geral da indústria de energia elétrica, destacando-se as principais razões para o surgimento do processo de reestruturação neste setor e como o problema tem sido abordado a nível mundial.

### **2.2 CARACTERÍSTICAS DO SETOR ELÉTRICO**

Algumas das principais características intrínsecas ao setor elétrico são [10,11]:

- não existem estoques, uma vez que a eletricidade não pode ser armazenada;
- investimentos intensivos em capital, com um longo período de maturação;
- a demanda e a oferta de energia devem estar em situação de equilíbrio contínuo;
- como a demanda varia consideravelmente ao longo do dia e do ano, é recomendável que o setor opere com certa capacidade ociosa;

- o impacto ambiental das plantas geradoras pode revelar-se elevado, de forma que o setor é particularmente sensível à legislação a esse respeito;
- a política tarifária do setor tem a capacidade de afetar a distribuição de renda;
- as restrições de transmissão causam custos de operação elevados;
- as perdas de energia constituem parcela significativa dos custos.

Todas estas características, juntamente com custos de produção crescentes e a percepção generalizada de uma gestão inadequada dos recursos disponíveis, associada ao atual contexto de compressão tarifária e taxas de juros elevadas, têm tornado cada dia mais difícil a captação de novos financiamentos pelas concessionárias públicas.

A participação de capitais privados na indústria de energia elétrica torna-se necessária, especialmente porque a capacidade de investimento do Estado é insuficiente para atender o crescimento da demanda o que é agravado por um passado recente caracterizado por baixos níveis de investimentos, sobretudo nos países em desenvolvimento.

Este quadro, com algumas particularidades de cada país, retrata o panorama visualizado para a indústria da energia elétrica no contexto mundial.

## **2.3 REGULAMENTAÇÃO E MONOPÓLIO NATURAL**

Em geral, o termo “regulamentação” pode ser interpretado como sendo um conjunto de regras ou ações impostas por autoridades ou por uma agência governamental, seja para aumentar a eficiência dos recursos que são alocados num dado mercado, seja para ampliar os aspectos de bem-estar social dessas alocações [12].

Quando aplicado ao setor elétrico, sua interpretação depende de cada país, em função das diversas formas de se considerar os sistemas econômicos e das distintas abordagens ideológicas e institucionais existentes, conforme será descrito no item 2.4.

O setor elétrico é um dos que tradicionalmente mais tem sido submetido à regulamentação por parte do Estado, devido às suas características específicas e também em função de que a existência de economias de escala, de escopo e de densidade, caracteriza os serviços de transmissão e distribuição como monopólios naturais típicos.



O caso clássico de monopólio natural ocorre quando os custos unitários de produção de uma determinada mercadoria ou serviço, são mais baixos para uma única empresa monopolista, do que seriam para várias empresas menores competindo entre si. Desta forma, no setor elétrico a figura do monopólio natural aparece claramente no sistema de transmissão, pois não resulta viável tanto sob o ponto de vista técnico, como econômico, construir sistemas independentes para cada par geração/carga.

De uma forma geral, um monopólio é caracterizado pela existência de apenas um produtor de determinada mercadoria, com ausência total de concorrentes. Sendo assim, existem outros tipos de monopólios além dos naturais. Por exemplo, existe monopólio quando uma única empresa pode controlar completamente o suprimento de um insumo básico para a indústria ou quando uma empresa possui a patente dos processos utilizados na produção de uma determinada mercadoria. [11,13].

Sob monopólio, a empresa determinará o nível de produção que maximiza seus lucros. Este nível é alcançado quando a receita marginal se iguala ao custo marginal, como será demonstrado matematicamente a seguir.

O lucro do monopolista é dado por:

$$L = qp(q) - C(q) \quad (2.1)$$

onde:

- $L$  - lucro total do monopolista;
- $q$  - quantidade produzida;
- $p(q)$  - curva de demanda do monopolista;
- $C(q)$  - função de custo total.

Para obter as condições sob as quais o lucro é máximo, calcula-se:

$$\frac{\partial L}{\partial q} = p(q) + q \frac{\partial p(q)}{\partial q} - \frac{\partial C(q)}{\partial q} = 0 \quad (2.2)$$

Logo,

$$p(q) + q \frac{\partial p(q)}{\partial q} = \frac{\partial C(q)}{\partial q} \quad (2.3)$$

De outro lado sabe-se que a receita total e a receita marginal de um produtor são dadas por:

$$RT = p(q) * q \quad (2.4)$$

$$RM = \frac{\partial RT}{\partial q} = p(q) + q \frac{\partial p(q)}{\partial q}$$

onde:

$RT$  - receita total;

$RM$  - receita marginal.

Combinando as equações (2.3) e (2.4), conclui-se que os lucros são maximizados quando a receita marginal se iguala ao custo marginal. A Figura 2.1 ilustra o caso em que a maximização dos lucros ocorre para o nível de produção  $Q$ , onde a curva de receita marginal cruza a curva de custo marginal. Para esse nível de produção, a curva de demanda mostra que o preço deve ser fixado em  $P$ , sendo o lucro total dado por  $(P-C)Q$ .

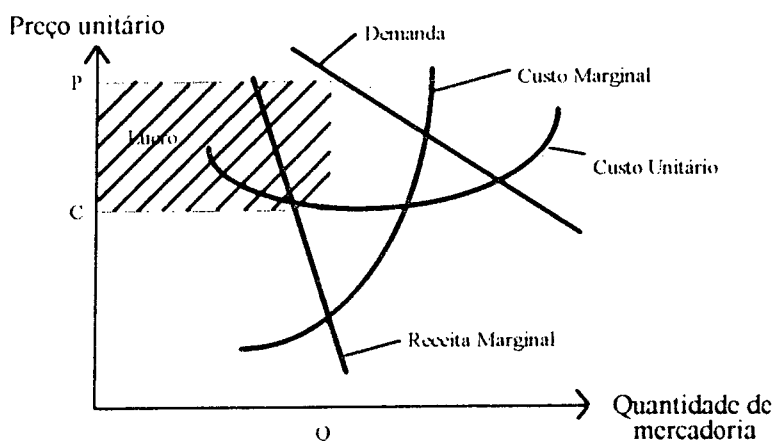


Figura 2.1 - Maximização dos lucros do monopolista

No mundo real, os monopólios incluindo os naturais, podem ver suas ações ameaçadas pelo surgimento de mercadorias similares e a possível entrada de um ou mais concorrentes, conforme mostra a Teoria da Contestabilidade. Por isso, estas empresas preferem limitar seus lucros de curto prazo, para garantir uma posição estável a seus negócios no longo prazo.

No caso da indústria de energia elétrica como será visto no Capítulo 3, o sistema de transmissão caracteriza-se por ser um monopólio natural, onde a ameaça da entrada de novos concorrentes é mínima em função das características do serviço prestado e dos custos envolvidos.

Assim, o sistema de transmissão vem sendo tratado pelo conceito clássico de monopólio natural, em que, o perigo de entrada de novos concorrentes é inexistente, e portanto o monopolista pode auferir o lucro máximo [11,13]. Para evitar lucros excessivos o Estado, através do órgão regulador, intervém fixando normas e determinando o preço dos serviços para proteger o consumidor. Este preço posteriormente passa a ser denominado como tarifa.

Mas na maioria dos países, o Estado além de ser regulador, é o proprietário de boa parte das empresas do setor, o que leva essas empresas a terem o poder de interferir nos organismos reguladores, impondo algumas vezes regras que as beneficiam em relação às empresas privadas, criando uma situação de instabilidade e tornando inviável a participação de capital privado no setor de eletricidade.

Esse enfoque tradicional, onde o Estado desempenha o duplo papel de juiz e parte interessada, vem produzindo resultados negativos em alguns países, onde as funções de produção e regulamentação se superpõem, confundindo-se os papéis e objetivos dos agentes envolvidos.

Por esta razão, na atualidade, praticamente em todo o mundo, a indústria de eletricidade encontra-se em um processo de transição; busca-se um modelo institucional capaz de atender aos seguintes objetivos: maximizar o bem-estar social, promover eficiência e produtividade na gestão das empresas, melhorar a qualidade dos serviços, atrair capitais privados para o setor, prover condições igualitárias às empresas concessionárias, aumentar a capacidade de geração de recursos próprios e definir claramente as funções do Estado e de todos os agentes envolvidos.

Para tanto, considerando que a atividade de transmissão é um monopólio natural, sua regulamentação é necessária, requerendo para isto a definição de metodologias tais como a proposta neste trabalho.

No Apêndice A, são apresentados, com detalhes e ilustrações gráficas, alguns conceitos básicos da Teoria Microeconômica, fundamentais no entendimento e na implantação de um modelo competitivo.

## 2.4 PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO NOS DIFERENTES PAÍSES

Como exposto anteriormente, para tornar o setor elétrico mais eficiente e competitivo, são necessárias mudanças institucionais que levem à desverticalização e à privatização das empresas de eletricidade. Dentro deste processo é importante definir modelos que propiciem o uso compartilhado da rede de transmissão pelos diferentes usuários e ao mesmo tempo quantificar o custo associado a este serviço. A maioria dos países concordam com esta idéia, mas a forma de conduzir este processo difere de país para país.

Na Inglaterra [1,10,14], no período anterior as reformas, o setor elétrico era fundamentalmente estatal, centralizado na *Central Electricity Generating Board* (CEGB), que detinha o monopólio da geração e da transmissão. A rede de distribuição era monopólio das doze Comissões de Área, distribuídas ao longo do país. Esta estrutura pode ser observada na Figura 2.2.

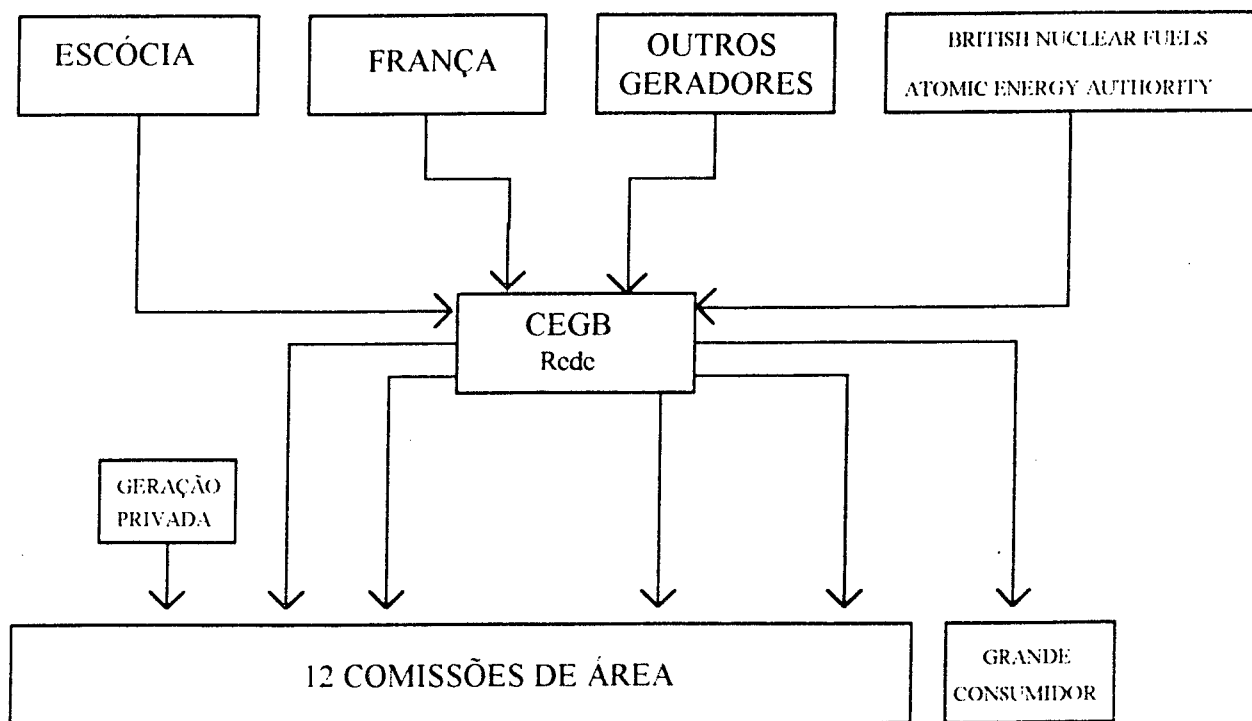


Figura 2.2 - Estrutura do sistema elétrico inglês antes da privatização

A partir de 1990 o sistema sofreu uma série de alterações estruturais. Na nova configuração, as atividades de geração foram divididas horizontalmente e três novas empresas foram criadas: a *National Power* (NP) e a *Power Generation* (PG), responsáveis pelas centrais termelétricas e hidrelétricas, e a *Nuclear Electric* (NE), responsável pelas centrais nucleares. Foi

criada também a *National Grid Company* (NGC) cujas funções consistem em administrar a transmissão eficientemente, coordenar o despacho de energia, garantir a qualidade da transmissão e suprimento e administrar a operação do *pool* (conjunto formado por todos os usuários do sistema de transmissão). Na distribuição, as antigas companhias regionais foram privatizadas sendo a elas concedida a propriedade da rede nacional. Esta nova estrutura é mostrada na Figura 2.3.

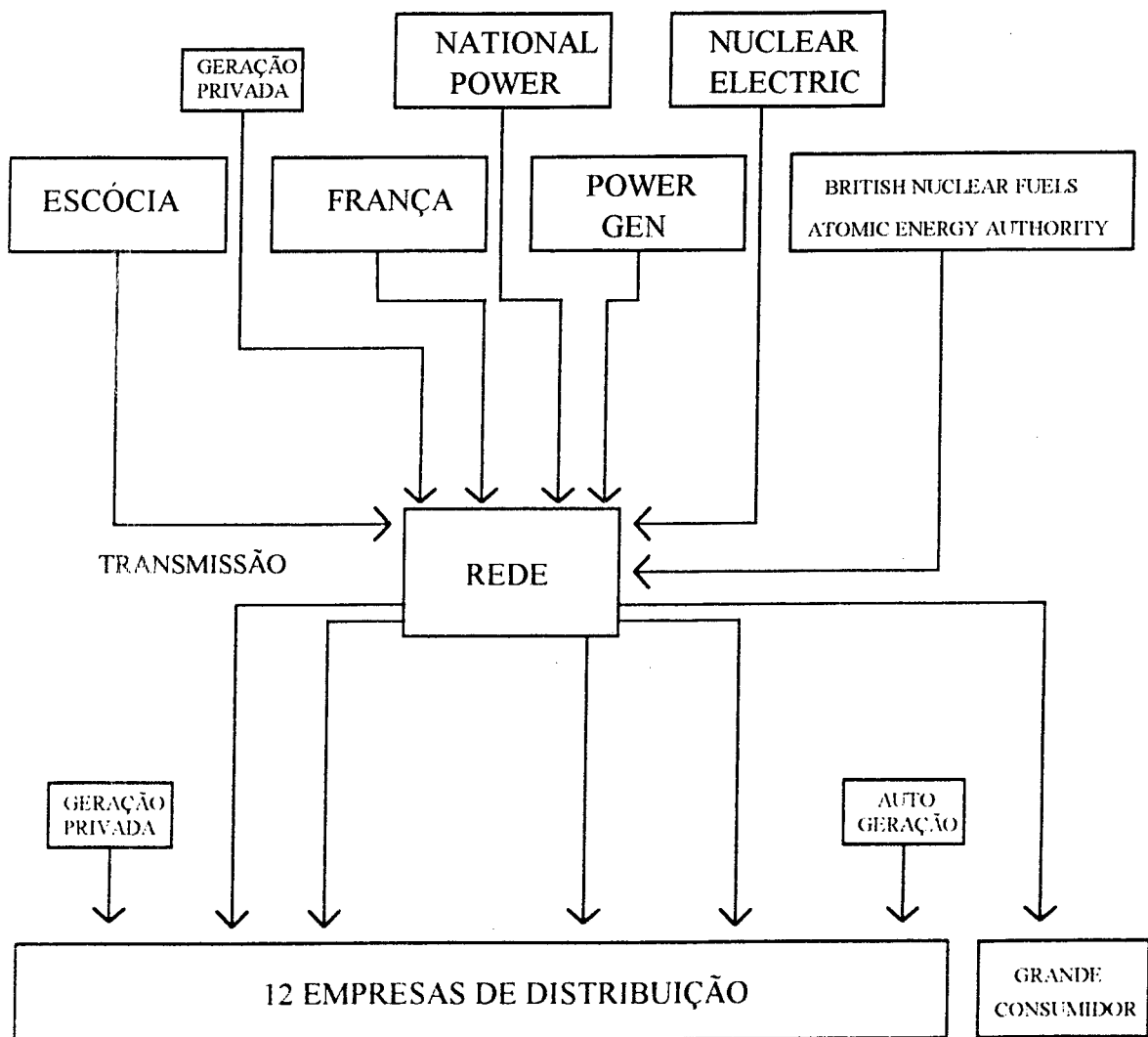


Figura 2.3 - Estrutura do sistema elétrico inglês após a privatização

Existem duas formas de “comércio” de eletricidade: a contratação direta entre consumidores (acima de 1 MW) e fornecedores, e a compra do *pool*, que é o mercado *spot* de eletricidade inglesa. O sistema foi criado para operar baseado em custos marginais de curto prazo, e por isso foi introduzida uma parcela para incentivar a expansão da capacidade do sistema, já que a tarifação baseada em custos marginais de curto prazo, como será demonstrado no Capítulo 4,

produz receitas significativamente menores às requeridas para compensar investimentos atuais e futuros.

A finalidade fundamental das reformas introduzidas é o aumento da competitividade nas atividades de geração e a oferta direta de energia, dentro de um contexto em que a segurança e o equilíbrio instantâneo da demanda e da oferta energética sejam assegurados. Este novo arranjo institucional demanda a implementação de um conjunto de regras e procedimentos legais que estimulem a competição entre os agentes de forma clara e sem discriminação.

Alguns dos resultados apresentados após as reformas são:

- na atividade de geração tem ocorrido um crescente interesse por novas plantas acionadas por turbinas a gás, mais eficientes e com menores impactos ambientais;
- preocupações em relação ao domínio do mercado obtido pela *National Power e Power Generation*;
- tem-se notado uma rápida entrada de novas empresas geradoras, e distribuidoras de outras áreas. A crescente competição já se faz sentir sob a forma de melhores condições de pagamento e de uma nova estrutura de preços.

Na América do Sul, o Chile foi o pioneiro no processo de reestruturação [10,15,16]. O processo de desconcentração vertical e horizontal das atividades de geração/transmissão e distribuição foi iniciado em 1980, com o desmembramento das duas maiores companhias de eletricidade estatais, a *Empresa Nacional de Eletricidad (ENDESA)* e a *Compañia Chilena de Electricidad (CHILECTRA)*, ambas originalmente, verticalmente integradas. As atividades de geração/transmissão e distribuição foram separadas, e um número considerável de empresas foi criado, sem que houvesse uma separação das atividades de geração e transmissão. Ou seja, as empresas geradoras continuam gerenciando as redes de transmissão; porém o acesso a esta rede é garantido a todos os geradores, mediante o pagamento de uma taxa de uso aos proprietários das linhas. ENDESA, a maior geradora no Chile é proprietária do sistema interconectado central, executa as funções de despacho para o sistema. A partir de 1985, dentro de uma série de privatizações no país, o setor elétrico iniciou seu processo de privatização.

Neste novo esquema, consumidores com demandas de 2 MW ou mais, podem negociar as condições de fornecimento com geradores independentes. O despacho no curto prazo é feito

segundo preços de geração regulados, obtidos a partir de um processo de otimização energética. A tarifa de transmissão está composta de duas parcelas; a primeira baseada no custo marginal de operação do sistema, e uma adicional baseada no uso efetivo da rede de transmissão feito por cada usuário, já que em atividades como a transmissão, onde se constata a ocorrência de economias de escala, o custo marginal não é suficiente para financiar os investimentos presentes e futuros; portanto, esta segunda parcela adicionada à renda do custo marginal, tem por função cobrir os custos de investimento, bem como os custos de operação e manutenção do sistema.

Um ponto importante a ressaltar no processo de reformas no Chile, é o fato do processo de desverticalização ter acontecido antes da privatização, incrementando as chances de sucesso do ambiente competitivo hoje existente, principalmente na atividade de geração.

Mais recentemente, a partir de 1991, foram iniciadas as mudanças no setor elétrico argentino [10,16,17]. As funções do setor foram separadas em geração, transmissão, despacho e distribuição. O acesso aberto às redes de transmissão e de distribuição permite a competição entre geradores para vendas aos grandes consumidores.

Neste modelo, uma nova entidade, a *Compañia Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima* (CAMMESA), é responsável pela realização das funções do despacho.

Em 1992 foram criados os mercados *spot* (curto prazo) e a prazo de eletricidade. No primeiro, os preços são estabelecidos por hora e baseados no custo marginal. Os contratos a prazo são negociados livremente entre geradores, distribuidores e grandes consumidores. As tarifas de transmissão e distribuição são ditadas por um novo órgão regulador, sendo utilizado como sinal econômico o custo marginal de operação por barra.

Ainda na América do Sul, na Colômbia [18], num programa de ajuste desenvolvido entre 1987 e 1990, foram realizadas mudanças estruturais no sentido de fortalecer o setor, introduzindo a competição, principalmente, na atividade de geração e permitindo a participação de capital privado.

Para promover a competição foi permitida a participação de diferentes agentes econômicos, públicos e privados, estabelecendo-se um mercado livre de energia no qual participam tanto os geradores como os distribuidores e os grandes consumidores.

Em 1994, a *Ley Eléctrica* [19] estabeleceu a separação das atividades de *Interconexión Eléctrica Sociedad Anónima* (ISA), a companhia nacional de geração e transmissão. A nova ISA transmissão é a proprietária da rede e está encarregada das funções do despacho.

Os geradores, distribuidores e consumidores participam de um mercado de energia que permite comprar e vender energia elétrica através de contratos de curto prazo na bolsa de energia e de longo prazo, a preços livres negociados bilateralmente.

Os geradores têm livre acesso as redes de transmissão pagando por este serviço. A tarifa cobrada aos usuários do sistema está baseada nos custos que eles impõem à rede nos períodos de máxima exigência e são calculados a partir dos custos de investimento, operação e manutenção da rede mínima capaz de suportar os fluxos máximos nesses períodos. Esta tarifa, junto com uma tarifa de custo fixo cobre os custos de investimento, manutenção e operação da rede.

Nos Estados Unidos [1,17], este processo tem sido conduzido de uma forma mais gradual. Em 1978 foi fundada a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), encarregada de regular todas as empresas de energia elétrica. Nesse mesmo ano, a FERC deu as orientações para a implementação do *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA), que estabeleceu benefícios para pequenos produtores e cogeneradores denominados de *Qualified Facility* (QF), os quais satisfaziam aos critérios técnicos estabelecidos pela FERC. Tais critérios, referem-se a indicadores de potência e eficiência térmica, entre outros. Em 1985, a FERC iniciou estudos relativos ao uso do sistema de transmissão, propondo mudanças em relação à PURPA. Depois de muitos debates, em 1992, a PURPA teve suas atribuições ampliadas para promover a competição na área de geração entre os QF's, os produtores independentes e as próprias concessionárias detentoras de geração, sendo garantido o acesso aberto ao sistema de transmissão. As funções de despacho continuam sendo realizadas pelas concessionárias locais.

Nem a PURPA, nem a lei de 1992 requeriam mudanças significativas da estrutura da indústria de energia elétrica, em função da participação histórica de um grande número de agentes na indústria de eletricidade americana. Contudo, é previsível que o acesso aberto à rede, pressionará muitas concessionárias a separar de uma maneira progressiva suas atividades de geração, transmissão e distribuição para competir efetivamente a nível de geração.



Finalizando, no Brasil o setor elétrico é grande e complexo, refletindo um alto grau de integração e inclui diversas concessionárias estaduais, federais e privadas [2,10,17]. A *Centrais Elétricas Brasileiras S.A (ELETROBRÁS)*, é uma empresa federal que coordena o planejamento da expansão e da operação do sistema. Nos últimos anos, o esquema institucional do setor elétrico não tem conseguido manter um nível satisfatório de tarifas e desempenho financeiro. Adicionalmente, os investimentos necessários para os próximos anos atingem valores da ordem de 6 bilhões de dólares ao ano, tornando-se impraticável manter a expansão do sistema somente com os recursos do Estado.

Para corrigir esta situação, o governo e autoridades iniciaram reformas com o objetivo de melhorar as finanças do setor, de modo a incrementar a participação privada, estimulando a competição e a produtividade, e promovendo a conservação e o uso eficiente da energia.

Outro aspecto importante no sistema brasileiro, é a criação da figura do Produtor Independente de Energia (PIE) e do Consumidor livre (CL), cuja viabilização econômica esta ligada à tarifa de transporte.

Foi criado o *Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (SINTREL)*, coordenado pelo governo federal e cujo objetivo é coordenar a operação e planejamento das redes de transmissão das empresas federais. As concessionárias, produtores independentes e cogeneradores terão livre acesso a esta rede. A curto prazo, o objetivo principal do governo é separar efetivamente as atividades de geração e transmissão.

## 2.5 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi apresentado o processo de reestruturação do setor elétrico, as principais motivações que levaram ao seu acontecimento, e a forma como este processo tem-se desenvolvido a nível mundial.

Com base no exposto, é possível constatar que dentro deste novo esquema a implantação e manutenção de um ambiente competitivo na área de geração é factível e relativamente simples; porém, para tanto, é necessário o estabelecimento de regras claras que regulamentem o acesso à transmissão para produtores e consumidores de energia. Deste modo, é necessário definir metodologias para valoração dos custos de transmissão, que além de garantir a qualidade do serviço, devem remunerar integralmente os seus custos.

---

No próximo capítulo será definido o conceito de transação de transmissão, bem como os custos associados ao serviço de transmissão e as principais metodologias já desenvolvidas para alocação destes custos.

# **CAPÍTULO 3.**

## **TRANSAÇÕES DE TRANSMISSÃO**

### **3.1 INTRODUÇÃO**

A tendência internacional em tornar o setor de energia elétrica mais competitivo e eficiente tem mostrado que a desagregação das atividades de geração, transmissão e distribuição deve ser incentivada. Dentro deste novo esquema, a única fonte de recursos para a empresa tipicamente de transmissão é decorrente das tarifas a serem pagas pela utilização dos serviços de transmissão, as quais devem cobrir os custos de operação, manutenção e investimento da rede.

Considerando que a atividade de transmissão constitui um monopólio natural, devido à ineficiência que implicaria a construção e operação de sistemas de transmissão independentes para cada par geração/carga, é necessário fixar regras claras para o uso compartilhado da rede de transmissão e desenvolver modelos que forneçam os indicadores econômicos necessários para determinar de forma precisa a alocação eficiente dos custos entre os diferentes usuários.

Esta questão tem sido amplamente debatida, motivando o desenvolvimento de muitas metodologias com o objetivo de definir a mais adequada e “justa” para cada sistema.

Neste capítulo são apresentados os conceitos básicos relacionados com as transações de transmissão, os diferentes custos associados ao serviço de transmissão e as metodologias para sua avaliação e alocação. Dentro deste último tópico são descritas com detalhe, as principais metodologias existentes e é incluída uma análise comparativa delas.

### **3.2 TRANSAÇÕES DE TRANSMISSÃO**

Uma transação de transmissão é definida como o fornecimento e a distribuição de potência de um vendedor a um comprador através da rede.

Existem vários tipos de transações de transmissão, um exemplo seria a transação tipo *wheeling* que corresponde ao tipo de transação onde um agente externo, também conhecido como terceiro, injeta determinado montante de potência em um ponto e a retira em outro. A tarifa cobrada pelo serviço de transporte de energia elétrica entre esses dois pontos do sistema é

normalmente conhecida como *wheeling* ou pedágio. A Figura 3.1 ilustra vários tipos de transações de transmissão [6].

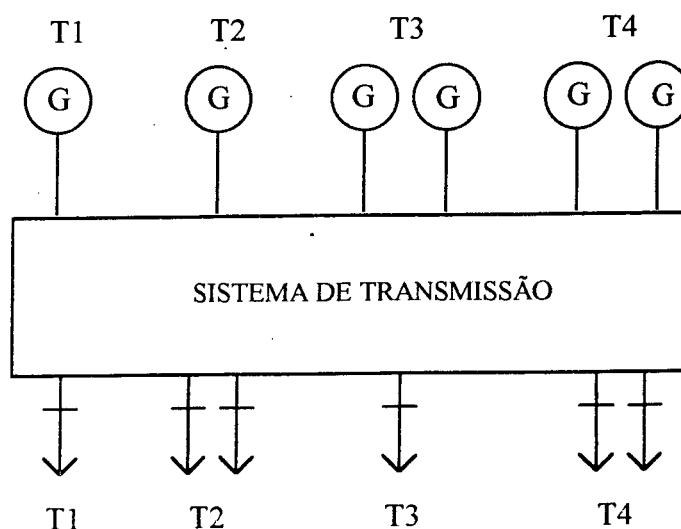


Figura 3.1 - Transações de transmissão

T1 é o caso onde um vendedor transporta a injeção total de energia de um único ponto do sistema até um único ponto de entrega (um simples *wheel*); T2 representa um produtor que atende vários consumidores, conectados a diferentes barras; T3 e T4 representam transações onde várias plantas geradoras atendem a um único consumidor no caso de T3, ou vários no caso de T4.

As transações podem ser classificadas nas seguintes categorias [3,20]:

- transações de transmissão firme: são aquelas transações que não admitem interrupções do serviço;
- transações de transmissão não firme ou interruptíveis: são aquelas transações que podem ser interrompidas a critério da concessionária;
- transações de transmissão de longa duração: são aquelas transações que se realizam durante um período de vários anos. A duração de uma transação deste tipo é usualmente suficientemente longa para permitir a construção de novas instalações e a amortização dos investimentos a ela associados;
- transações de transmissão de curta duração: podem ser tão curtas como algumas horas ou tão longas como um ou dois anos, e são tais que não têm reforços de transmissão associados.

Neste trabalho serão avaliadas transações de tipo injeção de potência num único ponto e retirada num único ponto, ou seja transações tipo *wheeling*. De outro lado consideram-se os agentes nativos e as transações já acomodadas como usuários base do sistema de transmissão.

### 3.3 ANÁLISE DE TRANSAÇÕES TIPO *WHEELING*

A inclusão de transações tipo *wheeling* no sistema, altera o desempenho da rede de transmissão, repercutindo nos custos e na confiabilidade de atendimento dos usuários base do sistema de transmissão.

Portanto, a análise destas transações requer em primeiro lugar a avaliação de sua viabilidade técnica, ou seja, verificar se é possível tecnicamente acomodar a transação e, posteriormente determinar o custo a ser alocado para tal transação, em função do uso da rede de transmissão.

Na verificação da viabilidade técnica da transação, devem ser abrangidos aspectos tais como: carregamentos das linhas e equipamentos, tensão e compensação reativa, segurança estática e dinâmica, tratamento de incertezas, hidrologia, etc. Caso se detecte que a transação não é viável, é possível reverter esta situação através de investimentos diretamente relacionados com a entrada da transação no sistema.

A determinação do custo a ser alocado a uma determinada transação, não é uma tarefa fácil; daí a grande quantidade de metodologias desenvolvidas para tal fim, algumas das quais, as principais, serão apresentadas posteriormente.

### 3.4 CUSTOS ASSOCIADOS ÀS TRANSAÇÕES DE TRANSMISSÃO

O custo do serviço de transmissão deve ser determinado de forma a cobrir as despesas da concessionária com a rede de transmissão, além de assegurar a ela uma remuneração pelo serviço prestado que permita manter sua estabilidade financeira e, conseqüentemente, propiciar novos investimentos na mesma rede.

De uma forma geral, pode-se dividir o custo total associado a uma transação de transmissão nos seguintes componentes: custo de operação ou custo de produção, custo de

expansão e custo do sistema existente ou custo fixo. Os dois primeiros componentes constituem o que é geralmente chamado de custo incremental da transação de transmissão [3,4].

### 3.4.1 Custo de Operação

Neste trabalho entende-se por custo de operação ou custo de produção de uma transação de transmissão, o custo adicional devido à reprogramação do despacho de geração, o custo devido ao incremento das perdas de transmissão e o custo de interrupção associado à acomodação da transação. Destaca-se que a parte do custo relativa ao incremento do custo de interrupções, acontece apenas quando a transação degrada a confiabilidade do sistema.

Para calcular a variação do custo de operação relacionado a uma variação de demanda em determinado barramento são utilizados os custos marginais de curto prazo. Em sistemas térmicos, com os custos de geração por usina bem definidos, basta utilizar algoritmos de fluxo de potência ótimo para obter os custos marginais de curto prazo. Entretanto, em sistemas hidrotérmicos o cálculo dos custos marginais é bastante complexo devido à necessidade de representação da estocasticidade das afluições e ao acoplamento temporal dado pela energia armazenada nos reservatórios. Além disto, para calcular os custos marginais por barra, é necessário representar as restrições provenientes da rede de transmissão. Estes conceitos serão mostrados no próximo capítulo.

É importante ressaltar que o custo de operação será negativo se a transação reduz o custo de produção. Isto ocorre quando há uma melhoria no despacho de geração devido a redução das perdas e/ou eliminação de restrições operativas, propiciando melhoria na programação da geração.

Neste trabalho, os custos de administração, manutenção e operação (O&M) dos elementos da rede de transmissão são incluídos dentro do custo do sistema existente.

### 3.4.2 Custo de Expansão

O custo de expansão, ou de reforço de uma transação de transmissão, corresponde ao custo de novas instalações de transmissão e/ou ampliações de capacidade necessários para acomodar a transação.

Este componente do custo é de difícil avaliação, pois exige a solução do problema de expansão ótima da transmissão considerando a transação.

### 3.4.3 Custo do Sistema Existente

O custo do sistema existente, ou custo fixo de uma transação de transmissão, corresponde à parcela do custo do sistema de transmissão existente que será alocado à transação. Este custo está associado com os investimentos já feitos em construções e os gastos incorridos na conservação das instalações existentes, incluindo custos fixos e custos de operação e manutenção do sistema de transmissão.

O componente do custo do sistema existente de uma transação de transmissão é sempre positivo.

Considerando que o custo do sistema existente é geralmente elevado, tem havido maior interesse pelo desenvolvimento de metodologias para a alocação deste custo entre as diferentes transações.

## 3.5 METODOLOGIAS PARA AVALIAÇÃO E ALOCAÇÃO DOS CUSTOS DE TRANSMISSÃO

Com o intuito de avaliar e alocar os custos do sistema de transmissão entre os diferentes usuários, muitas metodologias têm sido propostas. Estas metodologias de alocação de custos devem satisfazer os seguintes critérios [2,4,18]:

- estabilidade: o custo de utilização da rede compartilhada pelo acessante deve ser sempre menor do que se atuasse isoladamente ou no que teria se pertencesse a qualquer sub-conjunto desta rede compartilhada;
- transparência: o cálculo deverá ser simples, prático e transparente, para permitir que todos os usuários da rede possam estimar seus próprios custos, quando o desejarem;
- neutralidade ou igualdade de tratamento para os diferentes usuários: deve fornecer um tratamento equitativo para todos os agentes que utilizam o sistema de transmissão. Os novos usuários não devem assumir custos maiores que os usuários existentes, já que isto constituiria uma barreira para o acesso de usuários futuros. A

equidade, não implica, porém, que todos os usuários tenham os mesmos custos, mas sim que tenham custos de acordo com os serviços que lhes são prestados;

- autosustentação financeira: assegurar uma adequada remuneração para cobrir custos de operação, manutenção e desenvolvimento do sistema de transmissão e dar sinais econômicos adequados para a tomada de decisões com relação a investimentos futuros;
- sinalização eficaz para expansão;
- assegurar qualidade técnica do serviço.

Todas as metodologias desenvolvidas tentam cobrir todas as considerações anteriores, e de uma forma geral elas podem ser classificadas em: Metodologias de Custo Fixo, Metodologias de Custo Incremental e Metodologias Híbridas. A seguir são apresentadas estas metodologias, bem como suas principais características, vantagens e desvantagens.

## 3.6 METODOLOGIAS DE CUSTO FIXO

Nestas metodologias todos os custos do sistema (sistema de transmissão existente, operação e expansão), são resumidos num único valor. Este custo é alocado entre os usuários do sistema em proporção a “extensão do uso” do sistema de transmissão, definida pelo uso da capacidade das instalações de transmissão (linhas de transmissão, transformadores, etc.). Para um transformador, o uso da capacidade é igual a magnitude da potência transportada. Para uma linha de transmissão, no entanto, está caracterizado por dois componentes: primeiro pela quantidade de potência transmitida, e segundo pela distância através da qual a potência é transmitida [2, 3, 4, 21].

Cada uma das metodologias de alocação de custo fixo, tem sua definição própria da “extensão do uso” do sistema, conforme será visto a seguir. Incluem-se neste grupo as metodologias do Selo Postal, Trajetória Contratada, MW-milha e MW-milha estendido.

### 3.6.1 Selo Postal

Esta metodologia faz o rateio dos custos do sistema levando em conta unicamente a magnitude da transação. O fato de não levar em conta as distâncias envolvidas nas transações, nem a variação no tempo da transação, produz insatisfação por parte daqueles que não usam o



sistema de maneira intensa, já que eles acabam subsidiando aqueles que o fazem. Por isto constitui-se numa metodologia instável e que provoca a criação de sistemas independentes. Suas grandes vantagens são a simplicidade de formulação e a garantia da remuneração dos investimentos, o que tem incentivado seu uso [1,2].

A Figura 3.2 ilustra a metodologia do Selo Postal para um sistema composto de quatro nós, com uma geração base ( $G2$  e  $G3$ ) e uma transação *wheeling* ( $W$ ).

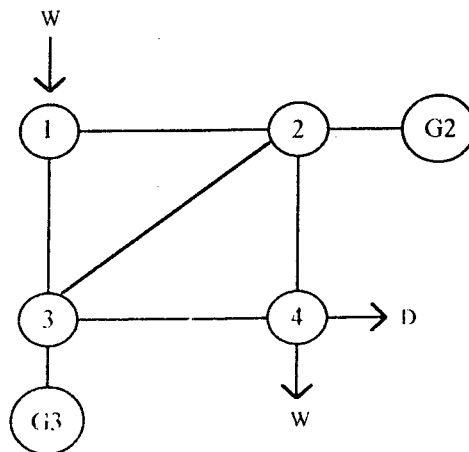


Figura 3.2 - Metodologia do Selo Postal

Neste caso os custos associados ao agente *wheeling* e aos usuários base são:

$$C_w = CTOT \frac{W}{D+W} \qquad C_B = CTOT \frac{D}{D+W} \qquad (3.1)$$

onde:

- $C_w, C_B$  - custo alocado ao agente *wheeling* e aos usuários base respectivamente;
- $CTOT$  - custo fixo total da rede de transmissão;
- $W$  - valor em MW da transação;
- $D$  - demanda total do sistema em MW.

### 3.6.2 Trajetória Contratada

Nesta metodologia para uma determinada transação é acordada uma trajetória específica, entre a concessionária e o agente *wheeling*. Os custos correspondentes às instalações de transmissão nesta trajetória são alocados ao agente *wheeling*, incluindo novas instalações [2].

A Figura 3.3 ilustra uma trajetória contratada para uma transação *wheeling* ( $W$ ) nos caminhos 1-2 e 2-4.

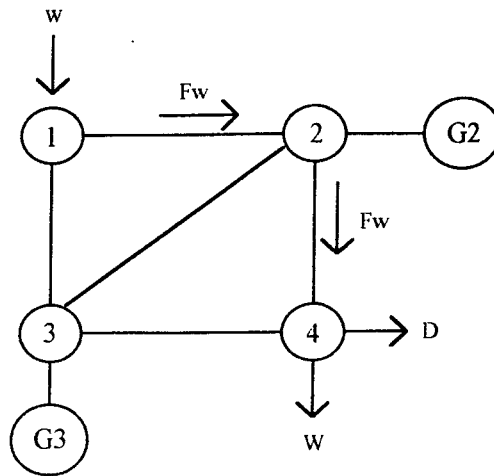


Figura 3.3 - Metodologia da Trajetória Contratada

Neste caso o agente *wheeling* paga:

$$C_w = \alpha(C_{12} + C_{24}) \quad (3.2)$$

onde:

- $C_w$  - custo alocado ao agente *wheeling*;
- $C_{12}$ ,  $C_{24}$  - custos dos circuitos 1-2 e 2-4 respectivamente;
- $\alpha$  - fator negociado.

A desvantagem desta metodologia, é que a mesma ignora a operação do sistema e, portanto, não leva em conta que parte da potência transferida de um ponto até outro pode fluir em instalações fora da trajetória contratada, segundo o que determina a segunda Lei de Kirchoff.

### 3.6.3 MW-milha

Esta metodologia faz a alocação do custo do serviço de transmissão, considerando simultaneamente a extensão do sistema efetivamente utilizado pelo acessante à rede, e a magnitude da transação, refletindo o grau de utilização do sistema [1,2,3,20].

O MW-milha exige o processamento de fluxos de potência para determinar o fluxo que passa em cada elemento da rede de transmissão. Os custos são alocados em proporção à razão da variação do fluxo provocada pelo acessante e a capacidade do circuito.

$$C_w = \sum_{\text{todo } k} C(k) \frac{|\Delta F_w(k)|}{\bar{F}(k)} \tag{3.3}$$

onde:

- $C_w$  - custo alocado ao agente *wheeling*;
- $C(k)$  - custo do elemento  $k$ ;
- $\Delta F_w(k)$  - variação do fluxo que atravessa o elemento  $k$ , devido ao agente *wheeling*  $W$ ;
- $\bar{F}(k)$  - capacidade do elemento  $k$ .

A Figura 3.4 mostra o cálculo dos custos usando o MW-milha, para um sistema de quatro nós, com uma geração base ( $G2$  e  $G3$ ) e uma transação *wheeling* ( $W$ ).

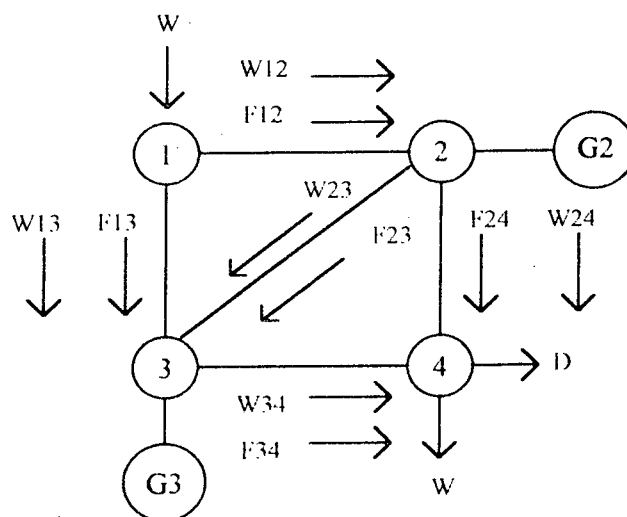


Figura 3.4 - Metodologia do MW-milha

Neste caso os custos correspondentes ao agente *wheeling* e aos usuários base são:

$$C_w = C_{12} \frac{W_{12}}{\bar{F}_{12}} + C_{24} \frac{W_{24}}{\bar{F}_{24}} + C_{34} \frac{W_{34}}{\bar{F}_{34}} + C_{23} \frac{W_{23}}{\bar{F}_{23}} + C_{13} \frac{W_{13}}{\bar{F}_{13}} \tag{3.4}$$

$$C_B = C_{12} \frac{F_{12}}{\bar{F}_{12}} + C_{24} \frac{F_{24}}{\bar{F}_{24}} + C_{34} \frac{F_{34}}{\bar{F}_{34}} + C_{23} \frac{F_{23}}{\bar{F}_{23}} + C_{13} \frac{F_{13}}{\bar{F}_{13}}$$

A principal desvantagem desta metodologia é que como usualmente a capacidade dos elementos da rede é maior do que o fluxo que circula por eles, o MW-milha não garante a

recuperação dos custos fixos, isto é, o somatório de todos os custos obtidos para cada agente, incluindo os base, não será igual ao custo total do sistema de transmissão.

### 3.6.4 MW-milha Estendido

Para recuperar o custo fixo do método MW-milha, e mantendo suas propriedades analíticas, foi desenvolvida a metodologia do MW-milha estendido, que faz o rateio dos custos de cada elemento na proporção da variação do fluxo provocada pelo acessante em relação ao somatório dos fluxos passantes nesse elemento [1,2,20].

$$C_W = \sum_{\text{todo } k} C(k) \frac{|\Delta F_W(k)|}{|\Delta F_W(k)| + |F_B(k)|} \quad (3.5)$$

onde:

- $C_W$  - custo alocado ao agente *wheeling*;
- $C(k)$  - custo do elemento  $k$ ;
- $\Delta F_W(k)$  - variação do fluxo que atravessa o elemento  $k$ , devido ao agente *wheeling*  $W$ ;
- $F_B(k)$  - fluxo induzido pelos usuários base no elemento  $k$ .

Esta metodologia é simples e de fácil entendimento. Considera a extensão da rede utilizada e garante a neutralidade e a cobertura dos investimentos.

Sua deficiência está no fato de que, para uma determinada transação, ao considerar-se dois circuitos quaisquer onde o acessante produz a mesma variação de fluxo, pode ocorrer que a percentagem do custo total a pagar por essa variação seja diferente, dependendo do valor do fluxo transportado, mesmo para circuitos com igual capacidade. Isto faz com que a metodologia seja instável.

Esta deficiência é ilustrada a seguir: Suponha uma transação que produza uma variação de 20MW nos circuitos 1 e 2 de uma rede de transmissão, ambos com idênticas capacidades, conforme mostrado na Figura 3.5.

Considerando os valores do fluxo antes da transação e a variação produzida pelo acessante, a percentagem do custo total que ele deverá pagar por cada um deles é:

$$(\%)_1 = \frac{|\Delta F_w|}{|\Delta F_w| + |F_B|} * 100 = \frac{20}{100} * 100 = 20\%$$

$$(\%)_2 = \frac{|\Delta F_w|}{|\Delta F_w| + |F_B|} * 100 = \frac{20}{120} * 100 = 16\%$$

onde:

$(\%)_1, (\%)_2$  - percentagem do custo total do circuito 1 e 2, respectivamente, alocado ao agente *wheeling*.

Nestes dois casos, observa-se que, a percentagem a pagar por cada um dos circuitos é diferente, embora o acessante produza a mesma variação de fluxo neles.

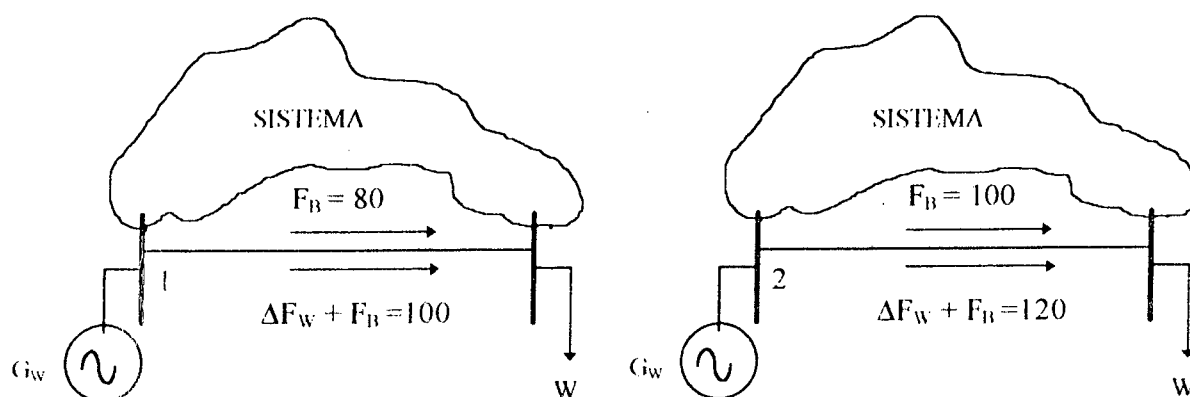


Figura 3.5 - Fluxos em dois circuitos diferentes para uma determinada transação

### 3.7 METODOLOGIAS DE CUSTO INCREMENTAL

Estas metodologias baseiam-se na valoração de um recurso (por exemplo: geradores, linhas de transmissão), através da variação incremental do custo de produção (investimento e operação no caso de custo marginal de longo prazo ou operação no cálculo do custo marginal de curto prazo), em relação à variação incremental deste recurso.

Os custos do sistema existente são de responsabilidade dos usuários base. Os novos usuários somente pagam pelos custos de operação e/ou expansão da transmissão do sistema causados por eles [1.2].

### 3.7.1 Custo Marginal de Curto Prazo

Esta metodologia utiliza o custo marginal de curto prazo de demanda, por barra, como uma medida da variação do custo de operação do sistema com relação a incrementos marginais de demanda na barra. A partir destes valores, é possível calcular o custo associado a determinada transação envolvendo *wheeling* através da diferença entre o custo marginal da barra onde está sendo retirada determinada potência e o da barra onde se está sendo injetada, como será demonstrado no Capítulo 4.

$$C_w = W(\pi_j - \pi_i) \tag{3.6}$$

onde:

- $C_w$  - custo alocado ao agente *wheeling*;
- $W$  - valor em MW da transação;
- $\pi_i$  - custo marginal da barra onde é injetada a potência;
- $\pi_j$  - custo marginal da barra onde é retirada a potência.

Na Figura 3.6 é ilustrada esta metodologia, para um sistema de quatro nós com geração base (G2 e G3) e uma transação *wheeling* (W).

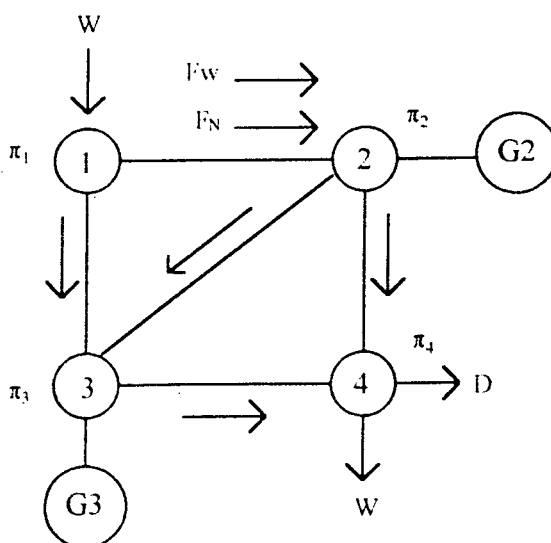


Figura 3.6 - Metodologia do Custo Marginal de Curto Prazo

Neste caso a tarifa paga por cada usuário é:

$$C_w = W(\pi_2 - \pi_1) \qquad C_g = G_2\pi_2 + G_3\pi_3 - D\pi_4 \tag{3.7}$$

Esta remuneração pode ser interpretada da seguinte maneira: a rede de transmissão compra energia da barra 1, pagando o seu custo unitário ( $\pi_1$ ), e a revende à barra 4, recebendo um custo unitário ( $\pi_4$ ). A diferença é o custo de acesso à transmissão.

Como apresentado anteriormente, o custo de operação do sistema está relacionado com os custos de produção, os custos relativos à reposição de perdas e o custo de interrupção aos consumidores. Deste modo os valores do custo marginal variam em função do ponto de operação do sistema, ou seja, eles diferem a cada hora do dia e em cada estação, ou período hidrológico do ano.

No caso em que a transação beneficie a operação do sistema, o custo marginal pode ser negativo, indicando uma redução nos custos de operação.

As principais vantagens desta metodologia são a neutralidade, estabilidade e o envio de sinais econômicos para operação do sistema.

De outro lado, apresenta algumas desvantagens como a dificuldade no cálculo do custo marginal que requer a previsão dos cenários futuros de operação em grande detalhe, o que não é uma tarefa fácil de ser viabilizada e requer algumas aproximações. Outra desvantagem é a não garantia de remuneração dos investimentos. Na prática, o retorno econômico da transmissão pode ser significativamente menor que o requerido para compensar investimentos atuais e futuros, dado que o custo marginal mede a variação do custo de operação com respeito a variações incrementais de capacidade de um recurso. Esta situação pode ser agravada quando os recursos não são utilizados completamente e existem “folgas” de capacidade, o que se verifica em sistemas de transmissão, os quais apresentam economias de escala conforme será explicado com mais detalhe no Capítulo 4.

### 3.7.2 Custo Marginal de Longo Prazo

A utilização do custo marginal de longo prazo pretende considerar não somente os custos de operação do sistema, mas também os custos dos investimentos em transmissão, portanto requer a avaliação de todos os projetos de expansão do sistema.

O cálculo deste custo apresenta as mesmas limitações do custo marginal de curto prazo, além das dificuldades e incertezas inerentes ao processo de planejamento da expansão da transmissão. Para a determinação desse custo seria necessário um modelo de expansão ótima do

sistema, o que resultaria em um problema de grande porte e de difícil implementação computacional.

Não obstante a estas dificuldades, algumas implementações têm sido feitas utilizando-se os modelos de planejamento da expansão MODPIN, integrado ao modelo de confiabilidade multiárea CONFINT. Os resultados obtidos demonstram que de fato, a utilização desta metodologia apresenta resultados com melhor qualidade, indicando que a pesquisa nesta direção é promissória [22].

### 3.8 METODOLOGIAS HÍBRIDAS

Estas metodologias são uma combinação de Metodologias de Custo Fixo e Metodologias de Custo Incremental, e tentam capturar as vantagens tanto das Metodologias de Custo Fixo quanto das Metodologias de Custo Incremental [23].

### 3.9 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram apresentados diferentes tópicos relacionados com as transações de transmissão e as principais metodologias existentes atualmente para o rateio do custo de tais transações entre os usuários do sistema.

As metodologias foram apresentadas ressaltando-se as características, vantagens e desvantagens de cada uma em particular. Entretanto não há unanimidade de qual seja a melhor, pois isto depende do ambiente onde será aplicada.

Na Tabela 3.1 é apresentada uma comparação das características das metodologias descritas.

Adicionalmente, evidenciou-se que a representação de aspectos relacionados ao transporte de potência reativa e à consideração da confiabilidade constituem-se ainda em lacunas a serem preenchidas, o que tem incentivado o desenvolvimento de metodologias que façam uma melhor representação do sistema considerando tais aspectos.



Tabela 3.1 - Comparação das características das diferentes metodologias

METODOLOGIA	CARACTERÍSTICAS					
	Facilidade administrativa	Consideração da operação do sistema	Estabilidade	Sinais Econômicos	Remuneração do investimento	Neutralidade
Scelo Postal	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	NÃO
Trajectoria Contratada	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	NÃO
MW-Milha	REGULAR	SIM	NÃO	REGULAR	NÃO	SIM
MW-Milha estendido	REGULAR	SIM	REGULAR	REGULAR	SIM	SIM
Custo Marginal Curto Prazo	NÃO	SIM	SIM	SIM	NÃO	SIM
Custo Marginal Longo Prazo	NÃO	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM

Para garantir a remuneração total dos custos do acesso ao sistema de transmissão, a tarifa a ser paga pelo serviço de transmissão, deve incluir uma parcela correspondente à variação do custo de produção ocasionado pela acomodação da transação e outra correspondente à utilização do sistema existente.

Para o cálculo da parcela correspondente à variação do custo de produção ocasionado por um determinado acessante acredita-se que a utilização da Teoria Marginalista é a abordagem mais adequada, cujo embasamento teórico e limitações são apresentadas no capítulo seguinte.

Para o cálculo da parcela correspondente aos custos fixos do sistema existente é desenvolvida neste trabalho uma metodologia que, além de considerar o uso da capacidade dos circuitos em regime normal de operação, leva em conta o benefício que cada circuito oferece para manutenção da confiabilidade do sistema. Esta metodologia é detalhada no Capítulo 5.

## CAPÍTULO 4.

# TEORIA MARGINALISTA APLICADA A SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

### 4.1 INTRODUÇÃO

A abordagem baseada na teoria de custos marginais vem sendo utilizada em vários estudos de planejamento e operação, tais como a determinação de tarifas sazonais, comparação de alternativas de investimento de expansão, postergação de investimentos devido a restrições financeiras, determinação de contratos de suprimento entre empresas, etc. Mais recentemente, o custo marginal de curto prazo tem sido utilizado na determinação de estruturas tarifárias e de cálculo de tarifas de *wheeling* por utilização de equipamentos.

A Teoria Marginalista como será demonstrado a seguir, constitui-se como o melhor modelo teórico disponível para a determinação e alocação dos custos e benefícios correspondentes ao serviço de transmissão, garantindo a eficiência econômica. No entanto, as distorções que se apresentam na prática limitam sua utilização, pois impedem a total remuneração dos custos. Por esta razão, propõe-se neste trabalho a utilização dos custos marginais para determinar a parcela de custo correspondente à variação do custo de produção ocasionada por um determinado acessante.

Neste capítulo, inicialmente é feita uma descrição sumária da teoria de custos marginais, destacando-se os aspectos da alocação dos custos e dos benefícios baseados nesta teoria, bem como das vantagens decorrentes da associação de empresas num processo produtivo. Posteriormente é mostrada a aplicação da teoria marginalista em sistemas elétricos de potência e no cálculo do *wheeling*. Conhecidas as características desta teoria, é possível apontar as limitações de sua utilização e explicar porque um esquema de rateio de custos e benefícios baseado na teoria marginalista não remunera o custo total do sistema de transmissão.

## 4.2 TEORIA DOS CUSTOS MARGINAIS

A teoria de tarifação a custos marginais inicia-se com os trabalhos de Dupuit (1932) e Hotelling (1938), onde são estabelecidos a teoria da utilidade e o princípio de Pareto que são seus fundamentos teóricos. Sua aplicação ao setor elétrico tem origem em 1949 com os trabalhos de Boiteux e Steiner na França. Trabalhos recentes propõem o cálculo dos custos marginais considerando o impacto da tarifação na demanda, incertezas inerentes ao processo tais como: afluências, disponibilidade dos equipamentos, e inclusão das restrições da rede de transmissão, etc [9].

A teoria de custos marginais assume que uma empresa tem por objetivo a maximização dos seus lucros. Com base na teoria marginalista é possível definir o nível de produção que maximiza os lucros de uma empresa perfeitamente competitiva [11,13].

Quatro condições definem uma indústria como perfeitamente competitiva:

- i.* as mercadorias produzidas por todas as empresas devem ser idênticas;
- ii.* cada empresa deve ser suficientemente pequena em relação ao mercado para que não possa afetar o preço do produto;
- iii.* todos os insumos devem poder entrar e sair do mercado sem dificuldades;
- iv.* os consumidores, as empresas e os proprietários dos insumos devem ter perfeito conhecimento dos dados econômicos e tecnológicos relevantes.

Sob condições de concorrência perfeita, o preço de um produto é definido pelo mercado através da interação entre produtores e consumidores. Pode-se provar que nesta condição o lucro máximo ocorre para o nível de produção em que o preço se iguala ao custo marginal, tal como mostra a Figura 4.1. Considere-se inicialmente que o preço definido pelo mercado é  $P$ . Para qualquer quantidade de produção menor que  $Q$ , o preço excede o custo marginal; assim, resulta vantajoso para a empresa aumentar a produção, uma vez que a receita total aumentará mais que o custo total, e assim os lucros totais subirão. De outro lado, não vale a pena para a empresa produzir quantidades maiores que  $Q$ , já que para essas quantidades o custo marginal excede o preço; portanto o custo marginal aumentará mais que a receita total e os lucros totais cairão. Então, para um preço  $P$ , o nível de produção  $Q$  maximiza os lucros da empresa.

Matematicamente, o lucro total de uma empresa perfeitamente competitiva é dado por:

$$L = qp - C(q) \quad (4.1)$$

onde:

- $L$  - lucro total da empresa perfeitamente competitiva;
- $p$  - preço do mercado, estabelecido com base na igualdade entre a oferta total e a demanda do produto pelo mercado;
- $q$  - quantidade produzida;
- $C(q)$  - função de produção, dada pela relação entre as quantidades de insumos necessários para a produção de uma dada quantidade  $q$ .

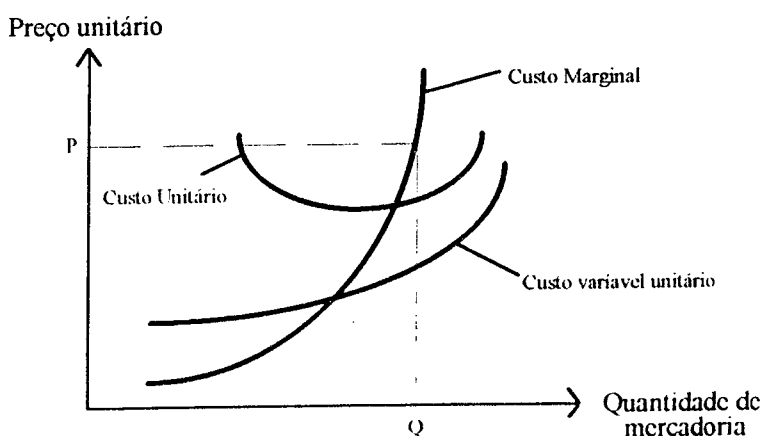


Figura 4.1 - Curvas de Custo Unitário e Marginal de Curto Prazo

A Equação 4.2 mostra as condições necessárias para a maximização do lucro, evidenciando que para tal condição o preço deve igualar o custo marginal.

$$p - \frac{\partial c(q)}{\partial q} = 0 \quad \text{ou equivalentemente} \quad p = \frac{\partial c(q)}{\partial q} \quad (4.2)$$

$$\frac{\partial^2 c(q)}{\partial^2 q} \geq 0$$

Partindo-se das premissas da teoria de custos marginais, é possível demonstrar que a alocação ótima dos recursos existentes na sociedade se dá quando a economia opera em concorrência perfeita. Por alocação ótima entende-se a melhor utilização dos insumos e produtos, de maneira a maximizar os “benefícios” associados à produção e ao consumo dos bens e serviços gerados pela sociedade.

$$\pi_j = \frac{\partial z}{\partial b_j} \quad \text{para } j = 1, \dots, m \quad (4.4)$$

onde:

- $z$  - solução ótima do modelo linear de produção;
- $\pi_j$  - multiplicador simplex associado à  $j$ -ésima restrição do modelo linear de produção.

Os índices de sensibilidade estão expressos em [\$/unidade do recurso], e podem ser interpretados como preços unitários destes recursos. Em outras palavras, o algoritmo de solução fornece uma indicação da importância de cada recurso na produção global.

### 4.3.2 Vantagens da Associação de Empresas para Produção

Suponha que um grupo de  $p$  empresas decidem associar-se para a fabricação de produtos  $x$ . O vetor de recursos da associação ou *pool*, corresponde à soma de todos os vetores de recursos de cada participante:

$$b_j(P) = b_j(1) + b_j(2) + \dots + b_j(p) \quad j = 1, \dots, m \quad (4.5)$$

onde:

- $P$  - conjunto de empresas;
- $b_j(i)$  - quantidade do recurso  $j$  fornecido pela  $i$ -ésima empresa participante da associação.

O problema de maximização da renda proveniente da produção do *pool*, pode ser expresso pelo seguinte problema de programação linear:

$$z(P) = \text{Max } c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n$$

sujeito a (4.6)

$$a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n \leq b_1(P)$$

$$a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n \leq b_2(P)$$

...

$$a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n \leq b_m(P)$$

Será demonstrado na seqüência que a associação é sempre vantajosa em termos da produção global, ou seja, o benefício resultante da produção integrada de todas as empresas é maior ou igual do que a soma dos benefícios de quaisquer *sub-pools*, incluindo a produção isolada de cada empresa.

Suponha que os  $p$  participantes dividem-se em dois *sub-pools*,  $S$  e  $V$ , com os vetores de recursos  $b_j(S)$  e  $b_j(V)$  (naturalmente,  $b_j(S) + b_j(V) = b_j(P)$ ). O problema para cada *sub-pool* é:

$$z(S) = \text{Max } c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n$$

sujeito a (4.7)

$$a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n \leq b_1(S)$$

$$a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n \leq b_2(S)$$

...

$$a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n \leq b_m(S)$$

$$z(V) = \text{Max } c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n$$

sujeito a (4.8)

$$a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n \leq b_1(V)$$

$$a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n \leq b_2(V)$$

...

$$a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n \leq b_m(V)$$

A formulação dual dos problemas (4.6), (4.7) e (4.8) é apresentada a seguir:

$$w(P) = \text{Min } b_1(P)\pi_1 + b_2(P)\pi_2 + \dots + b_m(P)\pi_m$$

sujeito a (4.9)

$$a_{11}\pi_1 + a_{21}\pi_2 + \dots + a_{m1}\pi_m \geq c_1$$

$$a_{12}\pi_1 + a_{22}\pi_2 + \dots + a_{m2}\pi_m \geq c_2$$

...

$$a_{1n}\pi_1 + a_{2n}\pi_2 + \dots + a_{mn}\pi_m \geq c_n$$

$$w(S) = \text{Min } b_1(S)\pi_1 + b_2(S)\pi_2 + \dots + b_m(S)\pi_m$$

sujeito a

(4.10)

$$a_{11}\pi_1 + a_{21}\pi_2 + \dots + a_{m1}\pi_m \geq c_1$$

$$a_{12}\pi_1 + a_{22}\pi_2 + \dots + a_{m2}\pi_m \geq c_2$$

...

$$a_{1n}\pi_1 + a_{2n}\pi_2 + \dots + a_{mn}\pi_m \geq c_n$$

$$w(V) = \text{Min } b_1(V)\pi_1 + b_2(V)\pi_2 + \dots + b_m(V)\pi_m$$

sujeito a

(4.11)

$$a_{11}\pi_1 + a_{21}\pi_2 + \dots + a_{m1}\pi_m \geq c_1$$

$$a_{12}\pi_1 + a_{22}\pi_2 + \dots + a_{m2}\pi_m \geq c_2$$

...

$$a_{1n}\pi_1 + a_{2n}\pi_2 + \dots + a_{mn}\pi_m \geq c_n$$

Seja  $\pi^p = \{\pi_1^p, \pi_2^p, \dots, \pi_m^p\}$  a solução ótima do problema dual completo (4.9). Como a região viável dos três problemas é a mesma,  $\pi^p$  é também uma solução viável dos problemas (4.10) e (4.11). No entanto, como as funções objetivo destes problemas são diferentes da função objetivo de (4.9),  $\pi^p$  não é uma solução ótima para estes problemas. Desta forma, pode-se afirmar:

$$w(S) \leq b_1(S)\pi_1^p + b_2(S)\pi_2^p + \dots + b_m(S)\pi_m^p \quad (4.12)$$

$$w(V) \leq b_1(V)\pi_1^p + b_2(V)\pi_2^p + \dots + b_m(V)\pi_m^p \quad (4.13)$$

Somando (4.12) e (4.13), e lembrando que  $b_j(S) + b_j(V) = b_j(P)$ ,  $j = 1, \dots, m$ , tem-se:

$$w(S) + w(V) \leq b_1(P)\pi_1^p + b_2(P)\pi_2^p + \dots + b_m(P)\pi_m^p \quad (4.14)$$

Da igualdade Primal-Dual, sabe-se que:

$$z(S) = w(S) \quad \text{e} \quad z(V) = w(V) \quad (4.15)$$

e que:

$$z(P) = w(P) = b_1(P)\pi_1^p + b_2(P)\pi_2^p + \dots + b_m(P)\pi_m^p \quad (4.16)$$

Substituindo (4.15) e (4.16) em (4.14), obtém-se:

$$z(S) + z(V) \leq z(P) \quad (4.17)$$

Da Equação (4.17) pode-se concluir que o benefício do *pool* completo excede a soma dos benefícios de quaisquer *sub-pools*. Em outras palavras, a maximização dos benefícios para o sistema se dá quando todos os membros participam do *pool*.

### 4.3.3 Rateio dos Benefícios

Dado que a associação de empresas é sempre vantajosa em termos do benefício total, é importante definir uma política para o rateio deste benefício, que estimule a formação e manutenção de *pools*, através da maximização da renda de cada participante.

O rateio baseado em custos marginais, propõe que cada participante receba de forma proporcional à importância dos recursos com que contribui para a produção. Foi visto que os multiplicadores simplex do problema de programação linear, fornecem uma medida desta importância. Portanto, a parcela do benefício total correspondente à  $i$ -ésima empresa  $L(i)$ , é obtida pela soma dos produtos de cada recurso  $i$  por seu “preço unitário”  $\pi_j$ :

$$L(i) = b_1(i)\pi_1 + b_2(i)\pi_2 + \dots + b_m(i)\pi_m \quad \text{para } i = 1, \dots, p \quad (4.18)$$

É possível demonstrar que a alocação definida em (4.18) é completa, ou seja, o benefício total  $z$ , é completamente distribuído entre os participantes, e o mais importante, que o benefício recebido pelos participantes dentro do *pool* é maior que aquele que seria recebido como membro de qualquer *sub-pool* ou mesmo atuando isoladamente.

Seja  $z(S)$  o benefício total resultante de um *sub-pool*  $S$ , atuando de forma isolada (ver problema (4.10)). O benefício total das empresas de  $S$ , quando elas participam do *pool* completo  $P$ , é dada por:

$$\sum_{s \in S} L(s) = \sum_{s \in S} \sum_{j=1}^m b_j(s)\pi_j^p = \sum_{j=1}^m \pi_j^p \sum_{s \in S} b_j(s) = b_1(S)\pi_1^p + b_2(S)\pi_2^p + \dots + b_m(S)\pi_m^p \quad (4.19)$$

De (4.12) tem-se que:

$$z(S) \leq b_1(S)\pi_1^p + b_2(S)\pi_2^p + \dots + b_m(S)\pi_m^p \quad (4.20)$$

Substituindo (4.19) em (4.20) obtém-se:



$$z(S) \leq \sum_{s \in S} L(s) \quad (4.21)$$

Isto é, os benefícios do *sub-pool* isolado são menores dos que seus participantes receberiam como membros do *pool* completo. O resultado acima prova a estabilidade do *pool* quando o rateio é feito com base na expressão (4.19).

## 4.4 CUSTOS MARGINAIS EM SISTEMAS ELÉTRICOS

A seguir será apresentada a aplicação da teoria de custos marginais a sistemas elétricos de potência. Primeiramente, será visto o rateio para sistemas termoeletrônicos de barra única e posteriormente, os conceitos serão estendidos para incluir a rede de transmissão [1,9,24].

### 4.4.1 Sistemas Termoeletrônicos - Barra Única

Para um sistema de geração composto de  $N_t$  unidades térmicas, o despacho ótimo é representado como:

$$z = \text{Min} \sum_{j=1}^{N_t} c_j g_j$$

sujeito a Custo Marginal (4.22)

$$\sum_{j=1}^{N_t} g_j = d \quad \pi_d$$

$$g_j \leq \bar{g}_j \quad \text{para } j = 1, \dots, N_t \quad \pi_{g_j}$$

onde:

- $N_t$  - número de unidades de geração térmica;
- $c_j$  - custo de geração da unidade  $j$ ;
- $g_j$  - geração da unidade  $j$ ;
- $\bar{g}_j$  - capacidade de geração da unidade  $j$ ;
- $d$  - mercado de energia;
- $\pi_d$  - custo marginal associado à variação do mercado;
- $\pi_{g_j}$  - custo marginal associado à variação da capacidade de geração.

O modelo de despacho (4.22) é um problema de programação linear. Assim, os conceitos de rateio de custos e benefícios, anteriormente apresentados, podem ser aplicados com duas modificações. Inicialmente, observa-se que o objetivo agora é minimizar os custos de produção, e não maximizar a renda resultante da produção. Sabe-se, da teoria de programação linear, que minimizar os custos é matematicamente equivalente a maximizar o mesmo objetivo, com sinal contrário.

A outra diferença se refere aos recursos. A capacidade de geração de cada unidade  $j$ ,  $\bar{g}_j$ , equivale ao recurso  $b_j$  no modelo linear de produção (4.3). Pode-se ver que uma quantidade maior deste recurso, beneficia o processo de produção (reduz o custo de produção). Então, os geradores devem receber uma remuneração por sua contribuição. Já a demanda  $d$  é um “recurso” que prejudica o processo de produção, pois uma maior demanda leva a um aumento dos custos operativos. Logo, o “recurso” demanda deve pagar ao sistema por sua participação.

O problema (4.22) pode ser resolvido por inspeção: carregue os geradores por custo crescente de operação até atender o mercado. Por simplicidade de notação suponha que os geradores  $j = 1, \dots, N_t$  estão em ordem crescente de custo, e que  $j^*$  é a última unidade a ser carregada. O custo marginal associado à variação do mercado,  $\pi_d$ , é dado por:

$$\pi_d = c_{j^*} \quad (4.23)$$

A Equação (4.23) indica que uma variação marginal no mercado será compensada por uma variação marginal no gerador  $j^*$ , cujo custo unitário é  $c_{j^*}$ . De acordo com a abordagem marginal,  $\pi_d$  é a tarifa a ser paga pelos consumidores. O valor total a ser pago é dado por:

$$L(d) = \pi_d d \quad (4.24)$$

Os benefícios marginais associados às variações da capacidade de geração  $\pi_{g_j}$ , são dados por:

$$\begin{aligned} \pi_{g_j} &= c_j - c_{j^*} && \text{para } j = 1, \dots, j^* \\ \pi_{g_j} &= 0 && \text{para } j = j^* + 1, \dots, N_t \end{aligned} \quad (4.25)$$

A Equação (4.25) é interpretada da seguinte forma: se houver um aumento na capacidade de um gerador já totalmente utilizado no despacho econômico (cujo custo de geração é menor do que o da unidade marginal  $j^*$ ), esta capacidade adicional será utilizada para substituir

parte da geração da unidade  $j^*$ . O ganho líquido é, portanto, a diferença entre os custos unitários de geração de ambas unidades. Por outro lado, um incremento na capacidade de uma unidade não carregada (custo unitário de operação superior a  $j^*$ ) não afeta o despacho e, portanto, o custo de operação.

De acordo com as regras de alocação, a parcela que corresponde a cada unidade geradora é dada por:

$$L(\bar{g}_j) = \pi_{g_j} \bar{g}_j \quad \text{para } j = 1, \dots, N_t \quad (4.26)$$

Observe que a expressão (4.26) tem um sinal negativo (lucro), já que  $c_j^* > c_j$ , enquanto a expressão (4.24) tem um sinal positivo (tarifa). Substituindo (4.25) em (4.26) resulta:

$$\begin{aligned} L(\bar{g}_j) &= (c_j - c_j^*) \bar{g}_j & \text{para } j = 1, \dots, j^* \\ L(\bar{g}_j) &= 0 \times \bar{g}_j & \text{para } j = j^* + 1, \dots, N_t \end{aligned} \quad (4.27)$$

Esta expressão pode ser escrita de forma mais intuitiva:

$$L(\bar{g}_j) = (c_j - c_j^*) g_j \quad \text{para } j = 1, \dots, N_t \quad (4.28)$$

De acordo com (4.28), cada unidade  $j$  “compra” sua própria produção  $g_j$  a um custo unitário  $c_j$  e a “vende” aos consumidores ao “preço de mercado”  $\pi_d$ , que no caso é igual a  $c_j^*$ .

#### 4.4.2 Sistemas de Geração Térmicos e Rede de Transmissão

Um sistema de geração/transmissão pode ser representado topologicamente por uma rede, onde aos nós se associam valores de geração e demanda, e aos ramos, circuitos elétricos como linhas e transformadores, conforme ilustra a Figura 4.2.

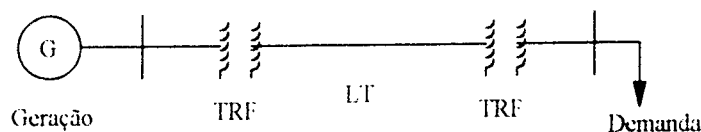


Figura 4.2 - Sistema Geração Transmissão

Nesta seção será incorporado ao modelo de despacho a rede de transmissão, representada por um modelo de fluxo de potência linearizado. Este modelo é composto de duas classes de equações, correspondentes às leis de Kirchoff:

- i.* Conservação de fluxo na rede: os fluxos de potência obedecem apenas à primeira lei de Kirchoff que estabelece que a soma algébrica dos fluxos que chegam ou partem de uma barra, é igual à injeção líquida (geração menos carga) nesta barra.

$$\sum_{j \in T_k} g_j + \sum_{l \in \Omega_k} f_{kl} = d_k \quad \text{para } k = 1, \dots, N_b \quad (4.29)$$

onde:

- $N_b$  - número de barras (igual ao número de geradores);
- $T_k$  - conjunto de geradores pertencentes à barra  $k$ ;
- $g_j$  - geração do  $j$ -ésimo gerador;
- $d_k$  - carga na barra  $k$ ;
- $f_{kl}$  - fluxo de potência ativa entre as barras  $k$  e  $l$ ;
- $\Omega_k$  - conjunto de barras diretamente ligadas à barra  $k$ .

- ii.* Representação da susceptância: os fluxos de potência obedecem também à segunda lei de Kirchoff que estabelece que o fluxo num circuito é igual ao produto entre a susceptância do circuito e a diferença angular entre as barras terminais do circuito.

$$f_{kl} = (\theta_k - \theta_l) \gamma_{kl} \quad (4.30)$$

onde:

- $\theta_k$  - ângulo de tensão na barra  $k$ ;
- $\gamma_{kl}$  - inverso da reatância (susceptância) do circuito  $k-l$ .

Desta forma, o despacho econômico para um sistema puramente térmico considerando a rede de transmissão, pode ser representado por:

$$z = \text{Min} \sum_{j=1}^{N_t} c_j g_j$$

sujeito a	Custo Marginal	(4.31)
$\sum_{j \in \mathcal{T}_k} g_j + \sum_{l \in \Omega_k} f_{kl} = d_k$	$\pi_d$	
$g_j \leq \bar{g}_j$	$\pi_{g_j}$	
$f_{kl} = \gamma_{kl}(\theta_k - \theta_l)$	$\pi_\gamma$	
$f_{kl} \leq \bar{f}_{kl}$	$\pi_f$	
para $j = 1, \dots, N_t$ ; para $k = 1, \dots, N_b$ ; para $l \in \Omega_k$		

onde:

$\pi_f$  e  $\pi_\gamma$  - representam respectivamente, os custos marginais associados a variações na capacidade e na susceptância dos circuitos.

Na referência [25], mostra-se a obtenção de  $\pi_f$  e  $\pi_\gamma$ .

Assim como no caso barra única, a tarifa em cada barra é dada por:

$$L(d) = \pi_{dk} d_k \quad (4.32)$$

Porém, em contraste com o caso barra única, em que o custo marginal  $\pi_d$  é necessariamente positivo, é possível haver um custo marginal negativo  $\pi_{dk}$  numa barra  $k$ : isto indica que um aumento da carga na barra  $k$  leva a uma redução do custo de operação; conseqüentemente, o consumidor na barra  $k$  recebe uma “conta negativa”, isto é, ele é pago para consumir energia na barra. Este comportamento, conhecido como incoerência, está relacionado com a segunda lei de Kirchoff, que determina a distribuição dos fluxos na rede em função das admitâncias dos circuitos e não de seus limites de carregamento [25].

A alocação para as unidades térmicas também é semelhante a do caso barra única:

$$L(\bar{g}_k) = \pi_{gk} g_k \quad \text{para } k = 1, \dots, N_b \quad (4.33)$$

A alocação marginal para um circuito  $k-l$  leva em conta que tanto a susceptância como os limites de transmissão são “recursos” oferecidos pelo circuito; desta forma pode-se demonstrar [9.25] que a remuneração de um circuito  $k-l$  pode ser expressa por:

$$L(c_{kl}) = (\pi_{dk} - \pi_{dl}) f_{kl} \quad (4.34)$$

A expressão (4.34) tem a seguinte interpretação: o circuito  $k-l$  “compra”  $f_{kl}$  MW da barra  $k$ , pagando o “preço de mercado”  $\pi_{dk}$ , e “vende” estes mesmos  $f_{kl}$  MW para a barra  $l$ , recebendo o respectivo “preço de mercado”  $\pi_{dl}$ . A alocação é a diferença entre os preços de compra e venda.

A aplicação da teoria marginalista em sistemas hidrotérmicos requer, além das restrições já consideradas, a inclusão das restrições de origem hidráulica, porém sua formulação não será apresentada neste trabalho, mas as conclusões obtidas para sistemas térmicos são válidas para o caso hidrotérmico e sua formulação detalhada pode ser consultada na referência [9].

## 4.5 CUSTOS MARGINAIS NO CÁLCULO DO *WHEELING*

Como discutido no capítulo anterior, uma transação de acesso à rede de transmissão pode ser visualizada como a injeção de  $x$  MW na barra  $k$  e sua retirada na barra  $l$  do sistema interligado.

Em termos de teoria marginalista, a injeção de  $x$  MW na barra  $k$  pode ser interpretada como uma “venda” de energia, que deve ser remunerada pelo “preço de mercado” da barra. Como visto anteriormente, este preço é dado por  $\pi_{dk}$ , o custo marginal associado a variações na demanda na barra. De maneira análoga, a retirada de  $x$  MW da barra  $l$  corresponde a uma “compra” de energia, pela qual se paga o preço de mercado  $\pi_{dl}$ . O custo total da transação é portanto a diferença entre o custo da compra da energia e a remuneração por sua venda:

$$L(W_{kl}) = (\pi_{dl} - \pi_{dk}) W_{kl} \quad (4.35)$$

onde:

$W_{kl}$  - valor em MW da transação de acesso à transmissão entre as barras  $k$  e  $l$ .

A expressão (4.35) fornece, portanto, o valor do *wheeling* a ser pago ao sistema de geração/transmissão. Este valor tem todas as propriedades atraentes resultantes da teoria marginalista, principalmente a estabilidade.

## **4.6 LIMITAÇÕES DA ABORDAGEM MARGINALISTA**

Embora a abordagem marginalista tenha aspectos conceituais bastante atraentes para sua utilização na nova indústria de energia elétrica, há limitações significativas, relacionadas principalmente com a não remuneração dos investimentos atuais e futuros, que restringem a aplicação direta desta metodologia. A seguir serão descritas algumas destas limitações.

### **4.6.1 Não Otimalidade do Sistema de Transmissão**

Foi visto que um dos atrativos da alocação marginal é remunerar os investimentos quando o dimensionamento dos recursos é ótimo. Mas, esta alocação varia consideravelmente se o dimensionamento dos recursos não estiver perto do ponto ótimo.

Em sistemas de geração/transmissão, os recursos disponíveis dificilmente encontram-se ajustados à demanda, o que faz com que a utilização do custo marginal não remunere adequadamente o sistema.

### **4.6.2 Limitações do Modelo de Despacho**

Os modelos de despacho mais comumente utilizados representam somente o fluxo de potência ativa e reativa e algumas restrições operativas básicas. Porém, muitos reforços do sistema são economicamente justificados por uma série de razões, além dos requisitos de transporte de potência simplesmente. Neste contexto, pode-se citar a adição de circuitos para evitar colapso de tensão, ampliar os limites de estabilidade, melhorar as margens de segurança dinâmica e o nível de confiabilidade. Se estes aspectos não foram considerados no modelo de despacho, os componentes da rede serão vistos como sobre-dimensionados, resultando uma remuneração abaixo do desejável.

### **4.6.3 Modularidade das Obras e Economias de Escala**

Como já mencionado, o custo marginal representa a sensibilidade do custo de produção, com respeito a uma variação incremental na capacidade de um recurso dado. Desta forma, se este recurso não é totalmente utilizado o custo marginal a ele associado é reduzido. Em função de haver uma certa modularidade dos circuitos de transmissão, é possível que se apresentem folgas, causando queda da remuneração. Este problema torna-se mais grave devido à

existência de economias de escala, onde os circuitos são construídos com capacidades maiores que os fluxos transportados, para fazer frente a futuros crescimentos de demanda.

#### 4.6.4 Não Remuneração do Sistema Existente

Conforme visto na equação (4.35), o custo para uma transação *wheeling* entre as barras  $k$  e  $l$ , é dado por  $(\pi_{dl} - \pi_{dk}) W_{kl}$ , ou seja, a diferença entre o valor de compra de  $W_{kl}$  MW na barra  $k$  e a remuneração por sua venda na barra  $l$ .

Sabe-se ainda, que  $\pi_d$  representa a sensibilidade do custo de operação do sistema a variações na demanda da barra. Pode-se afirmar portanto, que esta expressão corresponde à variação do custo de operação resultante do aumento da demanda na barra  $k$  e sua redução na barra  $l$ . Em outras palavras, a remuneração resultante somente compensa o aumento dos custos de operação do sistema, não havendo excedente, ou lucro, para remunerar o sistema existente.

Por esta razão, conclui-se que é necessário introduzir uma parcela adicional à tarifação marginalista que permita remunerar a utilização do sistema existente.

### 4.7 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi apresentada a fundamentação teórica e o equacionamento matemático da teoria de custos marginais. Foi demonstrado que a alocação dos custos e benefícios baseado nesta teoria satisfaz aos requisitos de estabilidade e eficiência, característicos da nova estrutura do setor elétrico.

A principal desvantagem da utilização dos custos marginais é a não remuneração do custo total de investimento, ficando evidenciado então que o custo marginal aqui calculado mede adequadamente somente a variação do custo de produção.

Neste trabalho, reconhece-se que a teoria de custo marginal deve ser aplicada unicamente para a valoração dos custos de produção.

Para valoração do custo fixo do sistema existente propõe-se a metodologia descrita no capítulo seguinte.



## **CAPÍTULO 5.**

# **METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DO CUSTO FIXO DA REDE DE TRANSMISSÃO**

### **5.1 INTRODUÇÃO**

Foi demonstrado no capítulo anterior que a utilização da teoria marginalista na valoração dos custos de acesso ao sistema de transmissão, permite obter o custo de produção associado a uma determinada transação, mas apresenta como limitação não recuperar completamente o custo do sistema existente ou custo fixo da rede de transmissão, necessitando portanto, uma parcela adicional para complementá-lo.

Para o cálculo desta parcela, algumas metodologias têm sido desenvolvidas, tais como: o Selo Postal, MW-milha, entre outras, cujas características, vantagens e desvantagens foram apresentadas no Capítulo 3. Contudo, constatou-se a necessidade de se desenvolver novas metodologias, que considerem aspectos relacionados ao transporte de potência reativa, e à consideração da confiabilidade, tentando-se assim, obter uma estrutura de valoração de custos de acesso mais “justa”.

A metodologia para alocação do custo fixo da rede de transmissão proposta neste capítulo, considera, entre outros, o impacto das transações na confiabilidade do sistema. Para abordar este aspecto, a metodologia leva em consideração que os circuitos, além da principal função de transmissão de potência em regime normal de operação, tem outra, não menos importante, que é a garantia de uma operação confiável e segura do sistema, quando o mesmo é submetido a contingências.

Portanto, os circuitos são valorados levando em conta toda sua valia para o sistema, ou seja, são valorados tanto pelos fluxos que conduzem em regime permanente, quanto pelos fluxos que conduzem em contingências, sendo que a remuneração integral do circuito é garantida.

## 5.2 VISÃO GERAL DO PROBLEMA

É prática comum do processo de planejamento da expansão do sistema de transmissão, realizar inicialmente os estudos de expansão de longo prazo, determinando-se os reforços necessários para essa configuração, considerando o sistema operando em condições normais, isto é, isento de contingências. Em seguida procede-se a estudos de planejamento da expansão de médio prazo, onde as opções de reforços a serem utilizadas são aquelas determinadas na etapa anterior.

Nesta última etapa, onde o planejador representa a rede com maior detalhamento são desenvolvidos estudos auxiliares de curto-circuito, estabilidade transitória e de confiabilidade com base em métodos probabilísticos. A partir desses estudos os circuitos são implantados com uma certa folga, para que o sistema opere adequadamente dentro de um determinado critério de confiabilidade, normalmente o denominado critério  $N-1$ , ou seja, o sistema deve ser capaz de suportar qualquer contingência simples.

Em muitas situações, a diminuição da capacidade, ou mesmo, a retirada de determinados circuitos não causaria nenhum prejuízo à operação do sistema, desde que o sistema fosse isento de contingências, significando que, sob o ponto de vista de operação normal, haveria uma certa capacidade ociosa.

Esta aparente ociosidade ou folga, aqui entendida como margem de reserva ou margem de confiabilidade, e que representa a diferença entre a capacidade total e o nível de carregamento do circuito em regime normal, traz alguns problemas no contexto das metodologias de valoração do acesso à transmissão, na medida em que algumas tendem a subvalorizar alguns circuitos, que na verdade tem o seu real valor quando o sistema é submetido a condições adversas.

Assim, por exemplo, ao se utilizar uma metodologia baseada em custos marginais de curto prazo, embora o método forneça uma sinalização adequada dos pontos críticos do sistema, o mesmo tende a reduzir a importância dos circuitos com maior folga de transmissão, fazendo com que os custos marginais sejam reduzidos significativamente, dificultando portanto, a recuperação do custo total do circuito. Esta restrição faz com que a expansão do sistema não seja incentivada pela falta de um mecanismo de recuperação dos custos relativos às margens de transmissão, podendo provocar gargalos no sistema.

Para contornar este problema, a saída encontrada tem sido o uso de uma parcela de ajuste para recuperar os investimentos totais. Esta parcela corresponde à valoração da margem de reserva dos circuitos.

O problema deste procedimento não está no uso dessa parcela de ajuste propriamente dita, mas sim na forma pela qual a mesma é repassada aos diversos agentes, isto é, como os custos são repassados aos consumidores nativos e aos acessantes. Por exemplo, se esta parcela é rateada entre os agentes por um critério semelhante ao Selo Postal, corre-se o risco de instabilidade do modelo, na medida em que este método desconsidera as distâncias envolvidas nas transações; assim, agentes que utilizam uma menor extensão da rede subsidiam aqueles que a usam em maior extensão.

Alguns autores [7,8], consideram a disponibilidade de reserva de transmissão, juntamente com serviços tais como fornecimento de potência reativa, controle de tensão e frequência, entre outros, como uma classe de serviços denominada de *Ancillary Services* e definem os mesmos, como serviços necessários para garantir a operação confiável, segura e eficiente do sistema de transmissão interligado, depois de ter sido proporcionado o acesso à transmissão. Até hoje, os clientes do sistema de transmissão pagam por estes serviços numa tarifa única relacionada com o transporte de potência ativa, mas sem discriminar nenhum deles. Esses mesmos autores, argumentam que a competição forçará a tarifação explícita de muitos destes serviços o que levará a separar os custos correspondentes aos chamados *Ancillary Services*, do custo correspondente ao serviço de transporte de potência ativa. Contudo, a classificação de quais serviços devem ser considerados como *Ancillary Services* e como eles devem ser valorados, é ainda uma questão bastante polêmica e cuja implantação encontra-se longe de ser viabilizada.

Neste trabalho, considerando-se a dificuldade de classificação e de tratamento objetivo dos diversos *Ancillary Services*, mas reconhecendo-se a importância de se valorar as margens de reserva dos circuitos, as quais garantem a operação confiável do sistema de transmissão, prefere-se abordar o problema através do cálculo de uma tarifa única que tem embutido o custo de transporte de potência ativa tanto em regime normal de operação, quanto em contingência.

De forma similar, C.W. Yu and A.K. David [6], consideram o aspecto da confiabilidade, propondo uma metodologia onde a alocação dos custos é obtida a partir de duas

parcelas que recuperam o custo total do circuito. Uma das parcelas é calculada com base no uso da capacidade dos circuitos, enquanto a outra é calculada a partir do benefício de confiabilidade que cada um deles traz para o sistema, considerando uma particular transação. Para obtenção desta última parcela, calcula-se a probabilidade de falha do sistema considerando o circuito em operação. Em seguida, determina-se a probabilidade de falha do sistema considerando este mesmo circuito fora de operação. O incremento da probabilidade é o benefício de confiabilidade que o circuito oferece para aquela transação. A deficiência desta metodologia está no fato de que a importância dos circuitos é considerada parcialmente, pois somente considera as probabilidades, sem levar em conta os valores dos fluxos que se apresentam em contingência.

Face ao exposto, é possível reconhecer que embora a principal função de um circuito seja a transmissão de potência entre dois pontos em regime normal, cada circuito desempenha um papel importante para a confiabilidade do sistema, tanto sob o ponto de vista de adequação quanto de segurança e portanto, é necessário que se disponha de critérios para a valoração da reserva de transmissão e estabelecer uma metodologia de cálculo que considere este aspecto no acesso ao sistema de transmissão.

No estabelecimento desta metodologia, além de contemplar os aspectos citados, deve ser considerado o fato de que a adição de um circuito ao sistema com o propósito de viabilizar uma determinada transação, provoca uma redistribuição dos fluxos existentes e uma alteração dos benefícios de confiabilidade. Portanto, deve-se reconhecer que embora a adição deste novo circuito tenha sido motivada pela transação, os benefícios de confiabilidade decorrentes da expansão do sistema serão auferidos por outros acessantes e/ou consumidores nativos (usuários base) e, em consequência, deverão pagar junto com o novo acessante por este benefício. Nesta situação, pode acontecer que os usuários base argumentem que não é interessante para eles a melhoria da confiabilidade; neste caso, como o acesso ao novo agente tem que ser garantido, uma alternativa seria a interrupção de parte da carga de todos quando o sistema estiver sob contingência, uma vez que os usuários base estariam dispostos a conviver com níveis de confiabilidade inferiores.

Com o objetivo de considerar o apontado anteriormente, propõe-se a seguir uma metodologia para a alocação dos custos fixos correspondentes à transação, capaz de valorar os circuitos de forma integral, sendo que o ponto chave desta proposta reside na valoração da margem de reserva de transmissão de uma forma que se acredita ser mais justa.

### **5.3 ALOCAÇÃO DO CUSTO FIXO DA REDE DE TRANSMISSÃO COM BASE NO CONCEITO DE MARGEM DE CONFIABILIDADE**

A metodologia proposta neste trabalho para o cálculo da alocação do custo fixo da rede de transmissão, consta de duas etapas:

1. Valoração da capacidade da rede que é usada para conduzir fluxo de potência ativa em regime normal de operação.
2. Valoração da margem de reserva da rede que é usada para conduzir fluxo de potência ativa em condições de contingência.

Na primeira etapa, é utilizado o fundamento teórico da metodologia do MW-milha por esta fornecer resultados bastante consistentes e satisfatórios quando se pretende avaliar os fluxos em regime normal de operação, porém, dado que usualmente a capacidade dos circuitos é maior do que o fluxo que circula por eles, existem margens definidas anteriormente como margens de reserva ou margens de confiabilidade que não são remuneradas nesta etapa.

Na segunda etapa, essas margens são valoradas considerando-se a sua importância no suporte de contingências com base no valor esperado de incremento de fluxo em cada circuito.

Finalmente, compondo-se os resultados obtidos nestas duas etapas é possível obter o custo total correspondente a cada usuário do sistema de transmissão, considerando a importância da capacidade de transmissão para transportar fluxos tanto em condições normais de operação quanto em condições de contingência.

#### **5.3.1 Alocação considerando Regime Normal de Operação**

Para valorar a capacidade de um determinado circuito que é usada para conduzir fluxo em regime normal de operação, é utilizado o fundamento teórico da metodologia do MW-milha, o qual também é proposto em outras metodologias [1,20]. Assim, o custo do serviço de transmissão é baseado no grau de utilização que cada usuário faz de cada circuito da rede em regime normal de operação, considerando simultaneamente a extensão do sistema efetivamente utilizado e a magnitude da transação. Para medir esta utilização da rede, é definido um índice que relaciona o fluxo circulante em regime normal de operação e a capacidade total do circuito. Matematicamente

para uma determinada transação  $W$  e considerando um dado circuito  $i$ , este índice, para o acessante, é definido por:

$$IUN_i^W = \frac{|F_i^W|}{\bar{F}_i} \quad (5.1)$$

onde:

- $IUN_i^W$  - índice de utilização do circuito  $i$  correspondente ao acessante, considerando regime normal de operação;
- $F_i^W$  - fluxo no circuito  $i$  devido ao acessante;
- $\bar{F}_i$  - capacidade do circuito  $i$ .

O fluxo no circuito  $i$ , devido ao acessante, pode ser calculado assim:

$$F_i^W = F_i - F_i^B \quad (5.2)$$

onde:

- $F_i$  - fluxo no circuito  $i$  incluindo simultaneamente o acessante e os usuários base;
- $F_i^B$  - fluxo no circuito  $i$  devido aos consumidores base.

Por sua vez, o índice de utilização para os usuários base é dado por :

$$IUN_i^B = \frac{|F_i^B|}{\bar{F}_i} \quad (5.3)$$

onde:

- $IUN_i^B$  - índice de utilização do circuito  $i$  correspondente aos usuários base, considerando o regime normal de operação.

É necessário neste ponto, diferenciar de que forma o acessante varia o fluxo na rede, pois dependendo da magnitude e dos sentidos dos fluxos após da transação, o acessante pode melhorar ou prejudicar as condições operativas da rede, e isto deve ser levado em consideração para garantir uma correta atribuição da utilização da rede entre os diferentes usuários.

As equações (5.1) e (5.3) são válidas no caso em que o fluxo no circuito seja incrementado na presença da transação, isto é  $F_i - F_i^B > 0$  ou, equivalentemente quando o acessante produz uma diminuição da margem de reserva do circuito e, além disso, o sentido do fluxo não é invertido.

Entretanto, caso o fluxo seja aumentado, mas o seu sentido seja invertido, o acessante será responsável pelo fluxo total resultante, assim:

$$IUN_i^W = \frac{|F_i|}{\bar{F}_i} \tag{5.4}$$

$$IUN_i^B = 0 \tag{5.5}$$

As situações descritas são ilustradas na Figura 5.1.

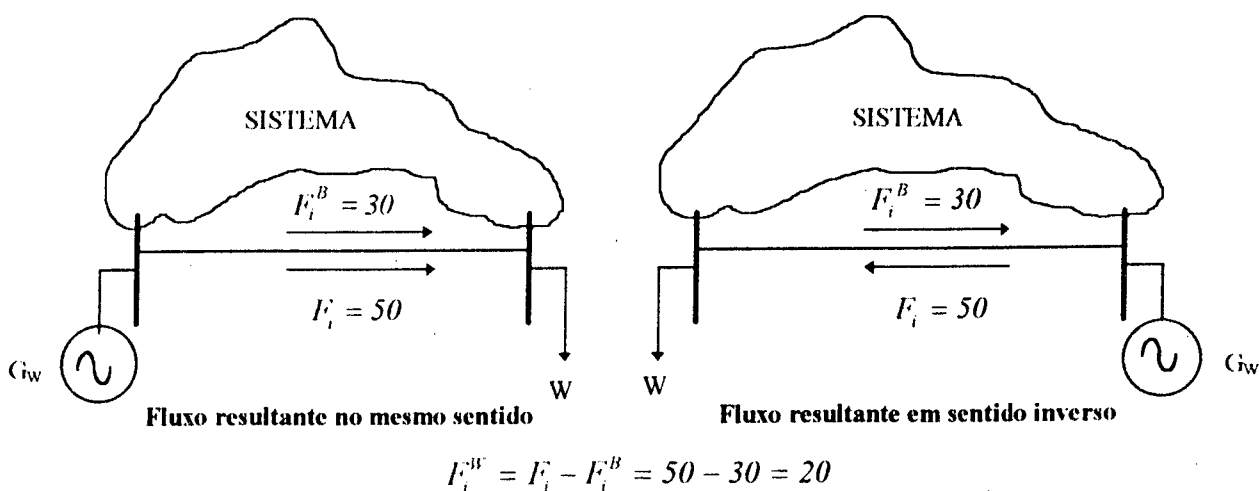


Figura 5.1 - Aumento do fluxo produzido pelo acessante

No primeiro caso os índices correspondentes ao acessante e aos consumidores base são respectivamente:

$$IUN_i^W = \frac{20}{\bar{F}_i} \qquad IUN_i^B = \frac{30}{\bar{F}_i}$$

No segundo caso são:

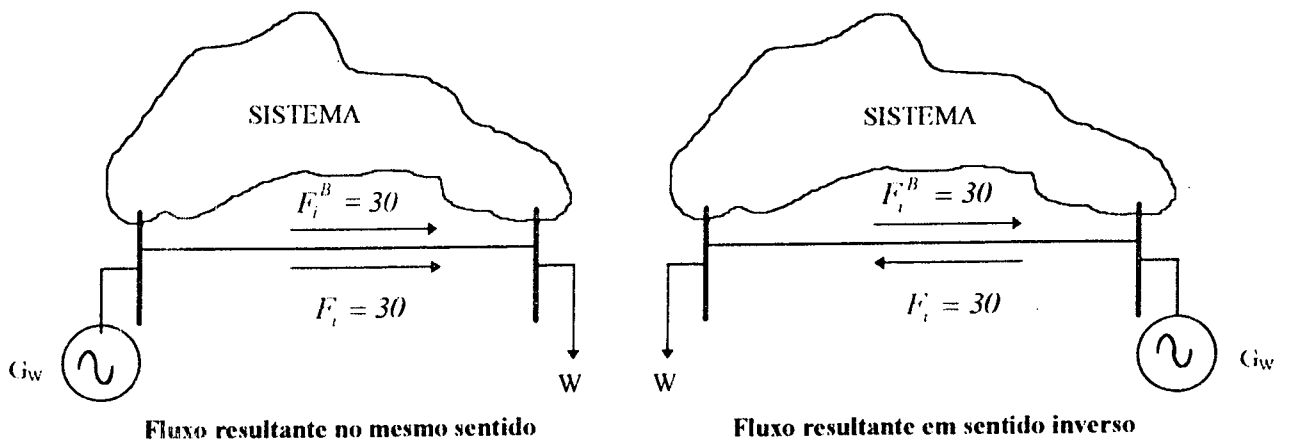
$$IUN_i^W = \frac{50}{\bar{F}_i} \qquad IUN_i^B = 0$$

Por outro lado, caso o acessante não altere o valor do fluxo no circuito ou, até, produza uma diminuição nele, isto é  $F_i - F_i^B \leq 0$ , de modo a manter ou até incrementar a margem de reserva, a utilização desse circuito será atribuída totalmente aos usuários base:

$$IUN_i^W = 0 \tag{5.6}$$

$$IUN_i^B = \frac{|F_i|}{\bar{F}_i} \tag{5.7}$$

A Figura 5.2 ilustra o caso onde o acessante mantém o fluxo no circuito constante.



$$F_i^W = F_i - F_i^B = 30 - 30 = 0$$

Figura 5.2 - Acessante mantém o fluxo constante

Nestes dois casos, a utilização atribuída a cada usuário é dada por:

$$IUN_i^W = 0 \qquad IUN_i^B = \frac{30}{\bar{F}_i}$$

A Figura 5.3 mostra a situação onde o acessante reduz o fluxo no circuito.

Os índices de utilização correspondentes ao acessante e aos usuários base nos dois casos são:

$$IUN_i^W = 0 \qquad IUN_i^B = \frac{10}{\bar{F}_i}$$

Note-se que nestes casos, o acessante está sendo beneficiado por diminuir o fluxo no circuito.



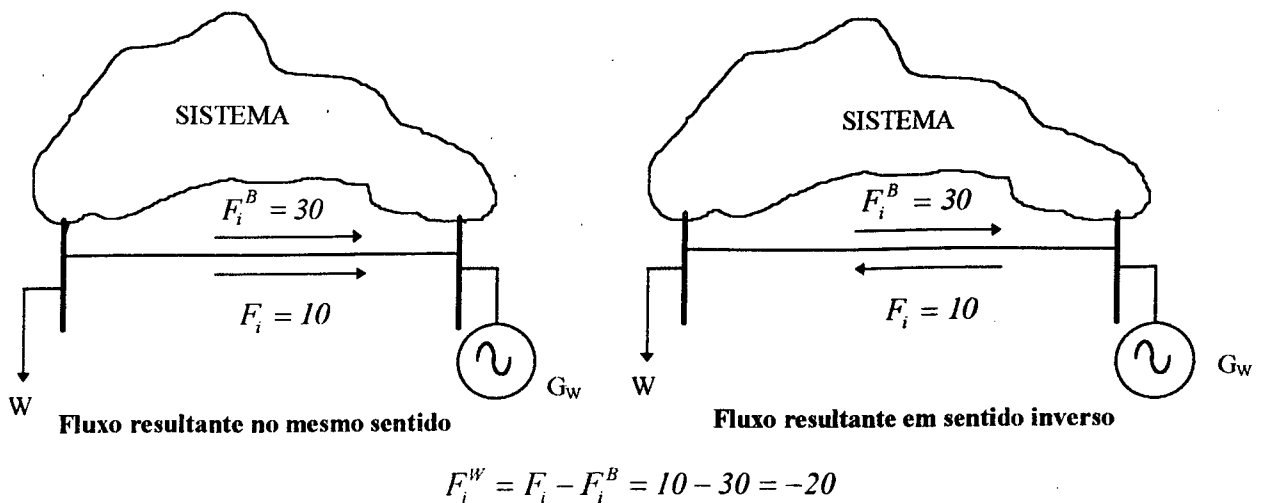


Figura 5.3 - Redução do fluxo produzida pelo acessante

Assim, com estes índices de utilização definidos para a transação, as parcelas de custo para cada circuito  $i$  correspondente ao acessante e aos usuários base, podem ser expressas por:

$$CN_i^W = CF_i * IUN_i^W \quad (5.8)$$

$$CN_i^B = CF_i * IUN_i^B \quad (5.9)$$

onde:

$CN_i^W$  - custo do circuito  $i$  correspondente ao acessante, considerando regime normal de operação;

$CN_i^B$  - custo do circuito  $i$  correspondente aos usuários base, considerando regime normal de operação;

$CF_i$  - custo fixo do circuito  $i$ .

Desta forma, são alocados os custos dos circuitos, considerando os fluxos que eles conduzem em regime normal de operação. Porém, como dito anteriormente, usualmente a capacidade dos circuitos é maior do que este fluxo, havendo portanto uma parte do circuito ainda não remunerada correspondente à margem de reserva ou margem de confiabilidade. Esta margem será valorada considerando-se a sua importância para suporte de contingências tanto para os usuários base quanto para o acessante.

### 5.3.2 Alocação considerando Operação em Contingência

Foi exposto anteriormente que desde a etapa de planejamento é justificada uma certa folga na capacidade dos circuitos para garantir a operação confiável e segura do sistema, quando o mesmo é submetido a condições adversas.

Com base nesta premissa, essas folgas ou margens de reserva serão valoradas calculando-se um índice que permite medir a importância de cada circuito no suporte de contingências para cada usuário do sistema de transmissão. Para isto, é considerado não somente o valor do fluxo em contingência mas também a sua probabilidade de ocorrência, através da utilização dos valores esperados de incremento de fluxo em cada circuito, depois de se avaliar uma série de contingências previamente definidas. A forma de se obter estes valores é apresentada a seguir.

Inicialmente é preciso fazer uma análise de confiabilidade do sistema, antes e depois da acomodação da transação, obtendo-se para cada estado analisado os fluxos de potência ativa em todos os circuitos para, em seguida, se determinar a distribuição de probabilidade destes fluxos. Cada contingência define um estado do sistema.

Em seguida, com os resultados obtidos desconsiderando-se a transação, calcula-se o valor esperado de incremento de fluxo correspondente aos usuários base, considerando-se apenas aqueles estados cujos fluxos representam um incremento em relação ao fluxo verificado em regime normal. Utilizando-se a formulação apresentada no Apêndice C, referente ao cálculo de valores esperados condicionados, este valor pode ser expresso por:

$$VEI_i^B = \frac{\sum_j (|F_{i,j}| - |F_i|) \cdot p_j}{1 - \sum_j p_j} \quad \text{para todo estado } j \text{ com } |F_{i,j}| > |F_i| \quad (5.10)$$

onde:

- $VEI_i^B$  - valor esperado de incremento de fluxo no circuito  $i$  devido aos usuários base;
- $F_i$  - fluxo no circuito  $i$ , em regime normal de operação, desconsiderando a transação;
- $F_{i,j}$  - fluxo no circuito  $i$ , no estado  $j$ , desconsiderando a transação;
- $p_j$  - probabilidade do estado  $j$ .

Posteriormente, com a transação acomodada, calcula-se o valor esperado de incremento de fluxo correspondente ao acessante, considerando-se apenas aqueles estados cujos fluxos são maiores do que o máximo fluxo apresentado em contingência, quando desconsiderada a transação, pois nesses estados o acessante estaria utilizando mais a margem de confiabilidade em relação ao usado pelos usuários base. Desta forma, e novamente considerando-se a formulação apresentada no Apêndice C, este valor pode ser calculado por:

$$VEI_i^w = \frac{\sum_j (|F_{i,j}| - |F_{MAX_i}|) \cdot p_j}{1 - \sum_j p_j} \quad \text{para todo estado } j \text{ com } |F_{i,j}| > |F_{MAX_i}| \quad (5.11)$$

onde:

$VEI_i^w$  - valor esperado de incremento de fluxo no circuito  $i$  devido ao acessante;

$F_{MAX_i}$  - fluxo máximo no circuito  $i$ , em contingência, desconsiderando a transação;

$F_{i,j}$  - fluxo no circuito  $i$  no estado  $j$ , considerando a transação;

$p_j$  - probabilidade do estado  $j$ .

Note-se que nas equações (5.10) e (5.11), são usados os valores absolutos dos fluxos, pois em ambos casos se está interessado em considerar todos aqueles fluxos que diminuem a margem de confiabilidade do circuito, independente de seu sentido.

Para um melhor entendimento desta formulação são apresentadas a seguir, em forma esquemática, algumas situações que podem ocorrer quando uma determinada transação é acomodada.

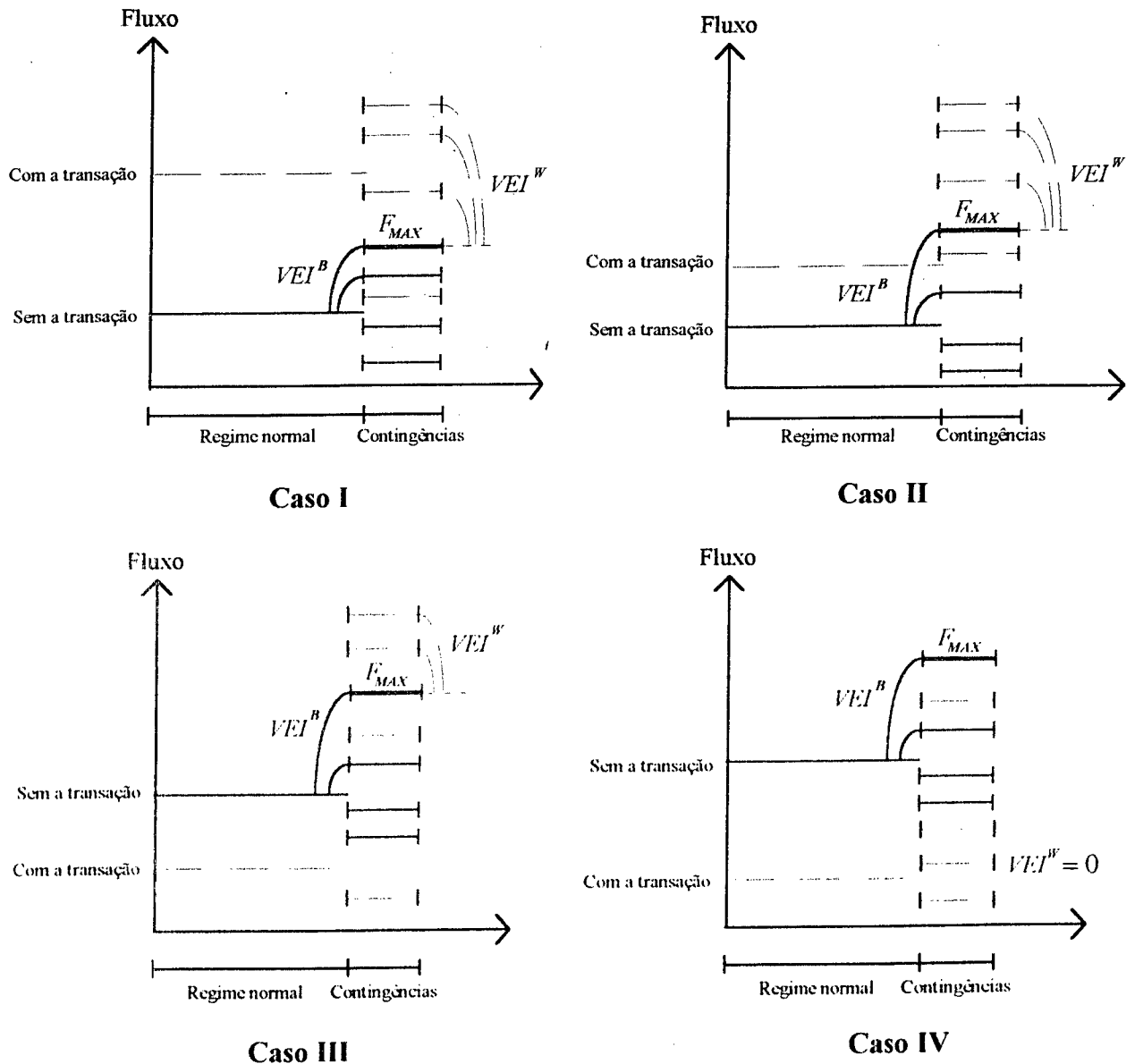


Figura 5.4 - Comportamento do fluxo num circuito na presença de uma determinada transação

Na Figura 5.4, para cada caso são representados os fluxos em regime normal, e os que se apresentam nas diferentes contingências, tanto antes como depois de acomodar a transação.

Os casos I e II correspondem à situação onde o acessante produz um incremento no fluxo em regime normal, sendo que, no caso I,  $F_{MAX}$  é menor que o fluxo resultante em regime normal considerando-se a transação, enquanto no caso II,  $F_{MAX}$  é maior. Contudo, observa-se que nos dois casos, para o cálculo do valor esperado de incremento de fluxo correspondente ao acessante, incluem-se somente aqueles fluxos que quando considerada a transação, representam

um incremento na utilização da margem de confiabilidade do circuito por parte do acessante, ou seja, aqueles fluxos que foram maiores que  $F_{MAX}$ .

Os casos III e IV correspondem à situação onde o acessante produz uma diminuição no fluxo em regime normal, sendo que, no caso III apresentam-se alguns fluxos, quando considerada a transação, que são maiores que  $F_{MAX}$  e portanto são considerados para o cálculo do valor esperado de incremento de fluxo correspondente ao acessante. Já no caso IV, não se apresenta nenhum fluxo que seja maior que  $F_{MAX}$  e, em consequência, o valor esperado de incremento de fluxo correspondente ao acessante será nulo.

Assim, com os valores esperados de incremento de fluxo calculados, obtém-se tanto para o acessante quanto para os usuários base um índice de importância ou de utilização de cada circuito  $i$  em contingência. Este índice mede em que proporção cada um deles utiliza a margem de confiabilidade para suporte de contingências. Matematicamente, este índice pode ser calculado, para uma determinada transação  $W$ , e para cada circuito  $i$ , por:

$$IUC_i^W = \frac{VEI_i^W}{VEI_i^W + VEI_i^B} \quad (5.12)$$

$$IUC_i^B = \frac{VEI_i^B}{VEI_i^W + VEI_i^B} \quad (5.13)$$

onde:

$IUC_i^W$  - índice de utilização da margem de confiabilidade do circuito  $i$ , correspondente ao acessante;

$IUC_i^B$  - índice de utilização da margem de confiabilidade do circuito  $i$ , correspondente aos usuários base.

Note das equações (5.12) e (5.13) que quando o valor esperado de incremento de fluxo do acessante é igual a zero, ( $VEI_i^W = 0$ ), a utilização da margem será atribuída totalmente aos usuários base, isto é,  $IUC_i^W = 0$  e  $IUC_i^B = 1$ .

Lembrando que esta margem de confiabilidade corresponde à parte da capacidade total do circuito que não foi ainda remunerada pela parcela correspondente ao fluxo em regime normal de operação, as parcelas de custo correspondentes a cada usuário são então definidas por:

$$CC_i^W = (CF_i - (CN_i^W + CN_i^B)) * IUC_i^W \quad (5.14)$$

$$CC_i^B = (CF_i - (CN_i^W + CN_i^B)) * IUC_i^B \quad (5.15)$$

onde:

- $CC_i^W$  - custo do circuito  $i$  correspondente ao acessante, considerando operação em contingência;
- $CC_i^B$  - custo do circuito  $i$  correspondente aos usuários base, considerando operação em contingência;
- $CF_i$  - custo fixo do circuito  $i$ ;
- $CN_i^W + CN_i^B$  - custo total remunerado considerando regime normal de operação.

Assim, é feita a alocação do custo da margem de confiabilidade de cada circuito  $i$ , considerando a sua importância relativa no suporte de contingências.

### 5.3.3 Integração da Alocação considerando Operação em Regime Normal e em Contingência

Mediante a soma das duas parcelas de custo obtidas anteriormente, considerando tanto operação em regime normal como operação em contingência, é possível fazer o rateio entre os diferentes usuários, do custo fixo total de cada circuito e da rede de transmissão.

As parcelas totais de custo para cada circuito  $i$ , correspondentes ao acessante e aos usuários base na presença de uma determinada transação  $W$ , são definidas por:

$$CT_i^W = CN_i^W + CC_i^W \quad (5.16)$$

$$CT_i^B = CN_i^B + CC_i^B \quad (5.17)$$

onde:

- $CT_i^W$  - custo total do circuito  $i$  correspondente ao acessante;
- $CT_i^B$  - custo total do circuito  $i$  correspondente aos usuários base.

Por sua vez, o custo total associado à transação é obtido somando-se as parcelas correspondentes a cada circuito  $i$ , assim:

$$CT^W = \sum_{\text{para todo } i} CT_i^W \quad (5.18)$$

$$CT^B = \sum_{\text{para todo } i} CT_i^B \quad (5.19)$$

A metodologia apresentada, que denominaremos de *Metodologia da Margem de Confiabilidade* (MMC), permite a alocação e total remuneração dos custos fixos do sistema de transmissão de uma forma que se considera seja mais “justa”, sendo que, para seu cálculo é considerada a importância da capacidade dos circuitos para transportar fluxos tanto em condições normais quanto em contingências.

## 5.4 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DA MMC

A metodologia proposta foi implementada com o apoio do programa computacional para análise de confiabilidade NH2, desenvolvido pelo *Centro de Pesquisas de Energia Elétrica* (CEPEL) [26].

O fluxograma da Figura 5.5 ilustra o procedimento geral para o cálculo da MMC. O algoritmo apresentado contempla quatro módulos básicos, a saber:

1. módulo de entrada e leitura de dados;
2. módulo de análise de fluxo de potência para o caso base;
3. módulo de análise de confiabilidade;
4. módulo de cálculo do custo fixo da transação de transmissão utilizando a MMC.

A seguir será feita uma breve descrição de cada um desses módulos.

### 5.4.1 Módulo de entrada e leitura de dados

Para montagem do caso base são necessários os mesmos dados correspondentes à realização de estudos de fluxo de potência D.C. tais como, potência ativa nas barras, reatância e capacidade das linhas de transmissão e transformadores. Adicionalmente para a análise de confiabilidade são necessários dados estocásticos tais como taxas de falha e tempos médios de reparo de todos os componentes do sistema.

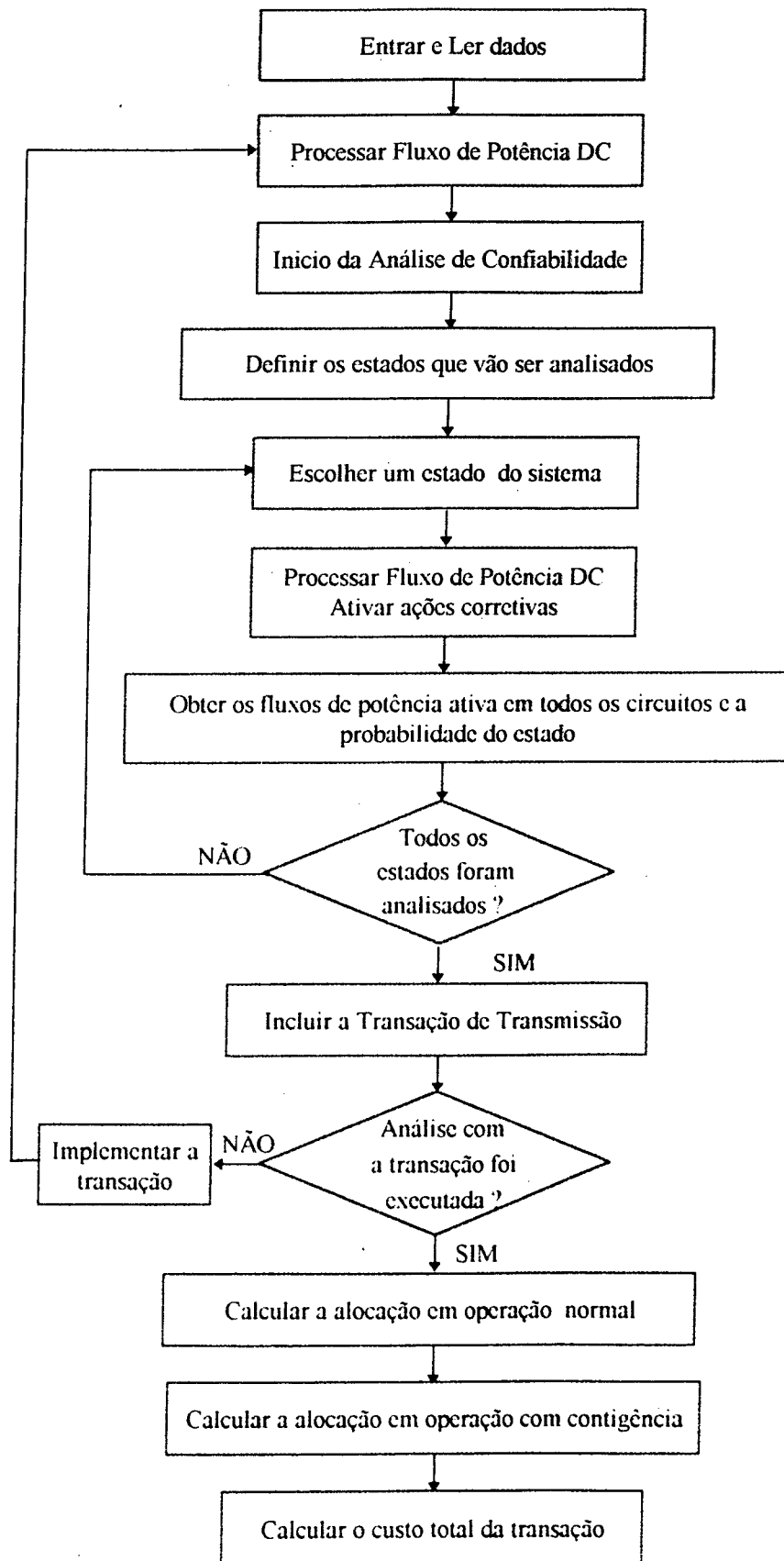


Figura 5.5 - Fluxograma da Metodologia da Margem de Confiabilidade



A inclusão da transação de transmissão é realizada através da injeção de um montante de potência ativa em uma barra e a retirada do mesmo montante em outra.

Para obter o custo da transação para o acessante e os usuários base, é necessário o fornecimento dos custos fixos dos circuitos que compõem o sistema de transmissão. Estes custos fixos podem ser obtidos através do valor contábil de cada circuito ou do valor econômico, ou ainda por um procedimento híbrido, em que calcula-se o custo contábil de toda a rede para, em seguida, obter-se o custo de cada circuito proporcionalmente ao custo econômico. Ressalta-se que a opção a ser utilizada, não afeta a metodologia aqui proposta, a qual simplesmente trata da alocação dos custos de transmissão.

#### **5.4.2 Módulo de análise de fluxo de potência**

Neste módulo é processado um fluxo de potência ótimo DC, com o objetivo de se obter os fluxos de potência ativa nas linhas e nos transformadores quando o sistema está operando em condição normal.

#### **5.4.3 Módulo de análise de confiabilidade**

A avaliação de confiabilidade do sistema elétrico nesta proposta, se restringe ao período de ponta do sistema, e está composta dos seguintes passos:

- selecionar um estado, isto é, definir a configuração do sistema a partir da disponibilidade dos circuitos;
- checar a adequação do estado selecionado, isto é, verificar se a configuração do sistema é capaz de atender a demanda especificada sem violar os limites do sistema;
- se for necessário, tomar ações corretivas do tipo redespacho de geradores, reconfiguração da rede e corte de carga nas barras;
- armazenar os valores obtidos, e repetir a análise para o total de estados selecionados;
- calcular os índices de confiabilidade e obter as distribuições de probabilidade dos fluxos de potência ativa nos circuitos.

Existem várias formas de selecionar os estados do sistema. As principais são o método de enumeração de estados e a amostragem de estados Monte Carlo. Ambos enfoques têm suas vantagens e limitações.

Nos métodos baseados em enumeração, os estados são selecionados a partir de uma lista de contingências previamente definida. Estes métodos são mais eficientes quando o número de combinações de estados a ser examinados é relativamente pequeno. Esta situação é típica de estudos de confiabilidade puramente de transmissão, nos quais as probabilidades de falha de circuitos são usualmente baixas e, como consequência, as saídas simultâneas de vários circuitos são pouco prováveis e podem ser eliminadas.

Por sua vez, nos métodos baseados em amostragem Monte Carlo os estados são amostrados a partir das distribuições de probabilidades dos componentes do sistema e os índices de confiabilidade são estimados como a média dos valores resultantes da análise de adequação de cada estado. Estas estimativas, serão mais precisas quanto maior o tamanho da amostra simulada. As simulações usando este tipo de amostragem, são preferíveis quando o número de estados a ser examinado é potencialmente grande. Esta situação é mais frequentemente encontrada em estudos de confiabilidade composta, onde saídas múltiplas são mais prováveis devido às probabilidades de falha das unidades geradoras serem bem maiores que as dos circuitos. Uma limitação do método é a grande dependência do esforço computacional com a precisão desejada. A referência [27], contém uma revisão teórica dos principais conceitos relacionados com as técnicas de seleção de estados e sua aplicação à análise de confiabilidade em sistemas elétricos.

Embora seja reconhecida a importância de se considerar contingências de geração/transmissão o que supõe o uso da seleção de estados baseada em amostragem Monte Carlo, no algoritmo implementado foi utilizada uma seleção de estados baseada em enumeração de contingências de transmissão. Este procedimento está de acordo com o critério de confiabilidade  $N-1$ , usado atualmente no planejamento, que considera apenas contingências simples de transmissão.

A análise de adequação ou desempenho de cada estado do sistema é baseada em fluxo de potência linearizado ótimo, considerando ações de redespacho e reconfiguração para eliminação das violações operativas e, caso estes não sejam eficientes, o último recurso consiste em corte de carga.

Desta forma, para cada estado, são obtidos os fluxos de potência ativa em todos os circuitos e a probabilidade de ocorrência de tal estado. Estes dados junto com os fluxos em regime normal de operação, permitem obter o valor esperado de incremento de fluxo em cada circuito.

Tanto o módulo de análise de fluxo de potência, quanto o módulo de análise de confiabilidade devem ser processados antes e depois de acomodar a transação.

#### 5.4.4 Módulo de cálculo do custo fixo da transação de transmissão utilizando a MMC

Neste módulo, a partir dos valores obtidos nos módulos anteriores e utilizando a formulação apresentada no item 5.3, são calculados os índices de utilização. Como consequência, tem-se a alocação do custo fixo do sistema tanto em regime normal quanto em contingência, para o acessante e para os usuários base. Finalmente estes valores são integrados conforme foi mostrado para se obter, o custo total da transação de transmissão utilizando a MMC.

### 5.5 SISTEMA TESTE

Com o intuito de mostrar detalhadamente o processo de cálculo descrito anteriormente e fazer uma análise completa dos resultados obtidos, a metodologia da Margem de Confiabilidade proposta neste trabalho, será utilizada para o cálculo do custo fixo de uma transação de transmissão num sistema teste didático, composto por cinco barras e seis circuitos como ilustrado na Figura 5.6. No próximo capítulo, a metodologia é aplicada a um sistema elétrico real.

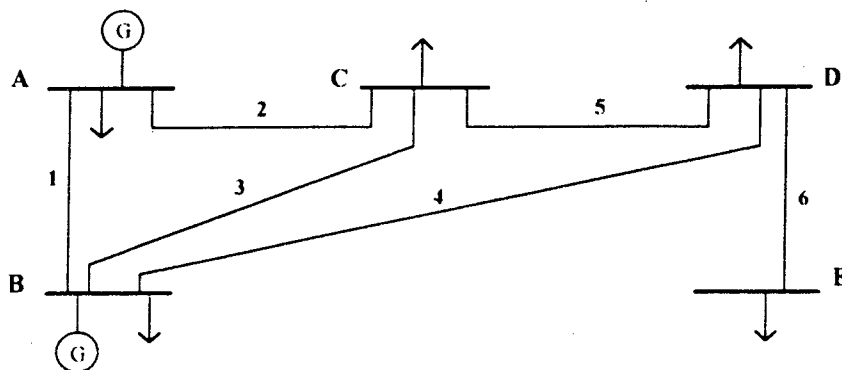


Figura 5.6 - Sistema teste

Para este sistema, as demandas por barra são de 1 MW em A, 20 MW em B, 45 MW em C, 40 MW em D e 25 MW em E; o despacho de geração é 80 MW na barra A, e 51 MW na

barra *B*. Os parâmetros dos circuitos, incluindo as reatâncias, capacidades, taxas de falha e tempos médios de reparo são mostrados na Tabela 5.1. Adicionalmente são fornecidos os custos de cada circuito em unidades monetárias.

Tabela 5.1 - Parâmetros dos circuitos do sistema teste

Circuito	Reatância (%)	Capacidade (MVA)	Taxa falha (f/ano)	Tempo reparo (horas)	Custo (\$)
1	6	60	0.5	12	300
2	24	50	0.2	24	100
3	18	50	0.8	15	100
4	18	50	0.4	48	100
5	3	60	0.3	20	150
6	12	60	0.7	25	150
7	12	70	0.6	20	300

Para esta rede será analisada a viabilidade de se acomodar uma transação de 35MW, com injeção na barra *C* e retirada na barra *E*, conforme mostra a Figura 5.7. Sendo viabilizada, será aplicada a metodologia da Margem de Confiabilidade para a obtenção do custo fixo da rede correspondente ao acessante.

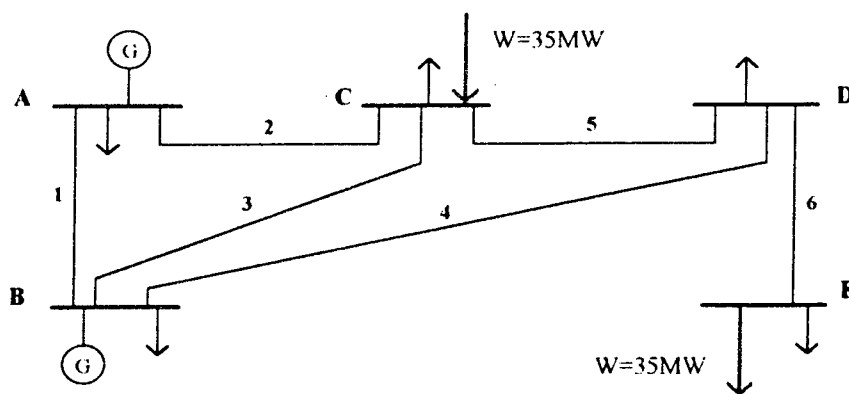


Figura 5.7 - Transação a ser acomodada no sistema teste

### 5.5.1 Viabilização da transação

Para analisar a viabilidade da transação, é processado um fluxo de potência visando definir, se na nova condição o sistema opera satisfatoriamente. Os valores dos fluxos resultantes nesta nova condição operativa são apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Fluxos de potência antes e depois de acomodar a transação

Circuito	Barra origem	Barra destino	Fluxo de Potência ativa (MW)	
			Antes	Depois
1	A	B	42.47	43.69
2	A	C	36.53	35.31
3	B	C	34.56	32.52
4	B	D	38.91	42.16
5	C	D	26.09	57.84
6	D	E	25.00	60.00

Observa-se que, embora os fluxos na maioria dos circuitos sejam aumentados, fazendo com que a rede fique mais estressada na presença da transação, nenhum limite operativo é violado e, portanto, pode-se afirmar que esta transação não traz nenhum prejuízo quando considerado seu impacto em regime normal de operação. Porém, quando considerado seu impacto no tocante à confiabilidade do sistema é observado um incremento no valor da energia não suprida (*ENS*) conforme mostrado na Tabela 5.3, uma vez que os circuitos ficam mais carregados e, alguns deles perto da sua capacidade máxima, fazendo com que o suporte que os mesmos oferecem em contingências diminua, e portanto, o corte de carga no sistema seja aumentado. Esta situação estaria inviabilizando a transação.

Por esta razão e dado que os consumidores base não aceitam reduzir o seu nível de confiabilidade, faz-se necessária a expansão da rede para acomodar a transação. Com esse propósito é construído o circuito 7, entre as barras B e E, cujos parâmetros foram incluídos na Tabela 5.1. Com esta nova configuração visualizada na Figura 5.8, a *ENS* do sistema é melhorada, ainda com relação ao valor obtido antes de acomodar a transação (Tabela 5.3), o que mostra que a expansão da rede embora tenha sido motivada pela transação, não só permite sua viabilização, mas também traz benefício para o sistema como um todo.

Tabela 5.3 - Energia não suprida

Antes de acomodar a transação (MWh/ano)	Depois de acomodar a transação sem considerar expansão (MWh/ano)	Depois de acomodar a transação considerando a expansão (MWh/ano)
1106.41	2399.47	163.09

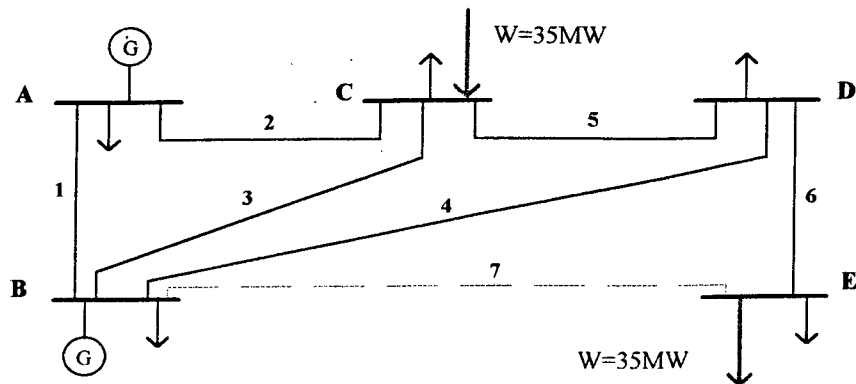


Figura 5.8 - Expansão do sistema para viabilizar a transação

Por hipótese, caso os usuários base aceitassem a degradação do nível de confiabilidade, a expansão do sistema não seria realizada, e a análise e cálculo dos custos correspondentes à transação seriam realizados com base na rede original da Figura 5.7.

Uma vez viabilizada a transação, a questão passa a ser a valoração e alocação dos custos totais.

### 5.5.2 Determinação do custo da transação

Neste trabalho, foi proposto que o custo associado a uma transação, seja determinado através da soma de duas parcelas; uma correspondente à variação do custo de produção causada pelo acessante e outra correspondente ao custo de utilização do sistema existente.

A primeira parcela, requer o conhecimento do custo marginal do sistema. Este custo deve ser calculado através de um modelo de programação dinâmica estocástica, considerando os aspectos de hidrologia, a operação dos reservatórios e as restrições de transmissão elétrica, conforme descrito no Capítulo 4. Sendo que, a valoração dos custos de produção não constituem o objetivo deste trabalho, o cálculo desta parcela será omitido e somente será computada a parcela correspondente aos custos fixos do sistema de transmissão. Esta parcela será calculada com a metodologia da Margem de Confiabilidade proposta neste capítulo, considerando a importância dos circuitos para conduzir fluxo tanto em regime normal como em contingência.

### 5.5.2.1 Parcela do custo fixo considerando regime normal de operação

Inicialmente para a rede expandida da Figura 5.8, são obtidos os fluxos de potência em regime normal de operação antes e depois de acomodar a transação; estes valores são apresentados na Tabela 5.4.

*Tabela 5.4 - Fluxos de potência antes e depois de acomodar a transação*

Circuito	Barra origem	Barra destino	Fluxo de Potência ativa (MW)	
			Antes	Depois
1	A	B	49.02	53.37
2	A	C	29.98	25.63
3	B	C	23.64	16.38
4	B	D	25.07	21.71
5	C	D	8.62	32.00
6	D	E	-6.31	13.72
7	B	E	31.31	46.28

Note-se que ao acomodar a transação, os fluxos nos circuitos 1, 5 e 7 são maiores e no mesmo sentido do que quando desconsiderada a transação, e portanto o acessante deve assumir os custos correspondentes a esses incrementos. Entretanto, no circuito 6 o fluxo além de ser aumentado é invertido e conseqüentemente o custo do fluxo resultante será responsabilidade unicamente do acessante. Já nos circuitos 2, 3, e 4 o acessante produz uma redução nos fluxos e portanto fica isento de pagar por esses circuitos.

As constatações anteriores, são confirmadas através do cálculo do índice de utilização de cada circuito, tanto para o acessante como para os usuários base, considerando os fluxos em regime normal de operação, antes e depois de acomodar-se a transação. Estes índices juntamente com os custos correspondentes são apresentados na Tabela 5.5.

*Tabela 5.5 - Índices de utilização e Custo fixo da transação considerando regime normal de operação*

Circuito	Barra origem	Barra destino	Índice de utilização (IUN) (%)			Custo (CN) (\$)		
			Acessante	Base	Total	Acessante	Base	Total
1	A	B	7.26	81.70	88.96	21.78	245.09	266.87
2	A	C	0.0	51.25	51.25	0.0	51.25	51.25
3	B	C	0.0	32.76	32.76	0.0	32.76	32.76
4	B	D	0.0	43.42	43.42	0.0	43.42	43.42
5	C	D	38.97	14.37	53.34	58.46	21.55	80.01
6	D	E	22.86	0.0	22.86	34.29	0.0	34.29
7	B	E	21.40	44.72	66.12	64.19	134.17	198.36

Destes resultados, pode-se ver como o circuito 1 consegue remunerar quase a totalidade de seu custo, quando considerado unicamente o fluxo em regime normal de operação. Isto se deve, como mostrado na Tabela 5.4, a que o valor do fluxo resultante nesse circuito está próximo da sua capacidade. Pelo contrário, as remunerações dos outros circuitos são baixas, pois os fluxos resultantes neles são consideravelmente menores que suas capacidades.

Contudo, existe para todos os circuitos uma parte da capacidade, que não está sendo utilizada nesta condição operativa, correspondente à margem de reserva, que será valorada considerando sua importância para suporte de contingências.

### 5.5.2.2 Parcela do custo fixo considerando operação em contingência

Para a mesma rede, é realizada uma análise de confiabilidade baseada em enumeração de estados, considerando-se contingências simples de transmissão, antes e depois de acomodar a transação. Com os resultados obtidos são calculados os incrementos de fluxo correspondentes ao acessante e aos usuários base apresentados na Tabela 5.6.



Tabela 5.6 - Valor esperado de incremento de fluxo

Circuito	Barra origem	Barra destino	Valor esperado de Incremento de fluxo (MW)	
			Acessante	Base
1	A	B	0.0	0.00740
2	A	C	0.0	0.04522
3	B	C	0.0	0.04286
4	B	D	0.00489	0.04171
5	C	D	0.07938	0.07665
6	D	E	0.04504	0.05742
7	B	E	0.09585	0.03321

Observa-se que o acessante não produz nenhum incremento de fluxo nos circuitos 1, 2 e 3 em contingência. De outro lado, os circuitos 5 e 6 mostram-se quase igualmente importantes para o suporte de contingências de ambos usuários, dado que seus incrementos, são da mesma ordem de magnitude. Note-se que no circuito 7, que foi construído para viabilizar a transação, o valor esperado de incremento de fluxo correspondente ao acessante é maior do que para os usuários base, o que mostra que realmente este circuito oferece um maior suporte para o acessante em condições adversas, porém os usuários base também o utilizam, e portanto devem-se responsabilizar por uma parte do mesmo.

Com estes valores, pode-se calcular os índices de utilização e os custos correspondentes ao acessante e aos usuários base considerando-se a operação em condições de contingência. É importante ter-se em conta que os custos utilizados para este cálculo, são aqueles que não foram remunerados em regime normal de operação. Na Tabela 5.7 são mostrados os valores obtidos.

Como era de se esperar pelos resultados da Tabela 5.6, a margem de confiabilidade dos circuitos 1, 2, e 3 fica sendo responsabilidade unicamente dos usuários base e portanto o custo que eles devem cobrir corresponde ao total que não foi remunerado em regime normal. Entretanto, nos outros circuitos os índices de utilização são proporcionais aos incrementos produzidos por cada usuário, e portanto o custo total não remunerado em regime normal, é dividido entre os dois nessa mesma proporção.

*Tabela 5.7 - Índices de utilização e custo fixo da transação considerando operação em contingência*

Circuito	Barra origem	Barra destino	Índice de utilização (IUC) (%)		Custo (CC) (\$)		
			Acessante	Base	Acessante	Base	Total
1	A	B	0.0	100.00	0.0	33.13	33.13
2	A	C	0.0	100.00	0.0	48.75	48.75
3	B	C	0.0	100.00	0.0	67.24	67.24
4	B	D	10.51	89.49	5.94	50.64	56.58
5	C	D	50.87	49.13	35.61	34.38	69.99
6	D	E	43.96	56.04	50.86	64.85	115.71
7	B	E	74.26	25.74	75.48	26.16	101.64

### 5.5.2.3 Custo fixo total associado à transação

As duas parcelas obtidas anteriormente são integradas para calcular o custo total de cada circuito e da rede, correspondente a cada usuário. Na Tabela 5.8 são apresentados estes resultados.

Conclui-se que com a aplicação da metodologia desenvolvida, é possível remunerar os custos totais da rede de transmissão, de uma forma que se considera mais “justa”, na medida em que é considerada a dupla função dos circuitos, isto é, a transmissão de potência tanto em condições normais de operação, quanto em contingência.

*Tabela 5.8 - Custo fixo total para a transação*

Circuito	Barra origem	Barra destino	Custo (CT) (\$)		
			Acessante	Base	Total
1	A	B	21.78	278.22	300.00
2	A	C	0.0	100.00	100.00
3	B	C	0.0	100.00	100.00
4	B	D	5.94	94.06	100.00
5	C	D	94.07	55.93	150.00
6	D	E	85.15	64.85	150.00
7	B	E	139.67	160.33	300.00
<b>TOTAL</b>			<b>346.61</b>	<b>853.39</b>	<b>1200.00</b>

### 5.5.3 Comparação com outras metodologias

Visando aferir a metodologia proposta, são apresentados na Tabela 5.9 os custos correspondentes a cada usuário, calculados com base na metodologia do MW-milha estendido descrita no Capítulo 3.

*Tabela 5.9 - Custo fixo total para a transação usando MW-milha estendido*

Circuito	Barra origem	Barra destino	Custo Total (\$)		
			Acessante	Base	Total
1	A	B	24.48	275.52	300.00
2	A	C	16.97	83.07	100.00
3	B	C	44.32	55.68	100.00
4	B	D	15.47	84.53	100.00
5	C	D	109.60	40.40	150.00
6	D	E	81.01	68.99	150.00
7	B	E	97.08	202.92	300.00
<b>TOTAL</b>			388.93	811.07	1200.00

Esta metodologia consegue remunerar os custos do sistema de transmissão completamente, mas ela faz uma alocação que considera apenas o transporte de potência ativa em regime normal de operação e não proporciona nenhum incentivo quando o acessante reduz o fluxo num determinado circuito. Assim, os resultados da Tabela 5.9 mostram por exemplo, que o acessante tem responsabilidade no custo dos circuitos 2, 3 e 4, embora em regime normal de operação ele diminua o fluxo nesses circuitos (Tabela 5.4). De outro lado observa-se que os circuitos 6, 7 apresentam alocações de custo menores quando comparadas com as obtidas utilizando MMC, isto é devido a que estes circuitos são importantes para dar suporte em contingência como mostrado na Tabela 5.6, o que não é considerado pelo MW-milha estendido.

Realizou-se também uma análise comparativa dos custos totais da transação, incluindo-se além dos resultados obtidos com as metodologias da Margem de Confiabilidade e MW-milha estendido, os custos totais calculados usando a metodologia do Selo Postal. Estes valores são apresentados na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 - Custo fixo total para a transação calculado com diversas metodologias

METODOLOGIA	CUSTO TOTAL (\$)	
	Acessante	Base
Margem de Confiabilidade	346.61	853.39
MW-milha estendido	388.93	811.07
Selo Postal	287.13	912.87

Observa-se que o custo total para a transação calculado com as três metodologias, é similar, porém, as deficiências mostradas com relação a metodologia do MW-milha estendido e a não consideração da operação do sistema na metodologia do Selo Postal, permitem concluir que dadas as características e vantagens apontadas para a metodologia da Margem de Confiabilidade, o custo obtido com esta metodologia é mais justo.

## 5.6 CONCLUSÕES

Para remunerar os investimentos de transmissão, a tarifa do *wheeling* deve ser composta de duas parcelas: uma relacionada com a variação do custo de produção provocada pela inserção da transação na rede, calculada com base na teoria marginalista, e outra relacionada com o custo de utilização do sistema existente ou custo fixo. Para esta última foi apresentada neste capítulo uma metodologia baseada no conceito da margem de confiabilidade, que permite fazer o rateio deste custo entre os diferentes usuários do sistema, levando em conta que os diferentes elementos do sistema de transmissão, apresentam folgas ou margens de reserva que garantem a operação confiável do mesmo, e portanto devem ser valoradas de acordo a sua importância para dar suporte em condições de contingência.

Com o objetivo de considerar a dupla função dos circuitos, isto é, conduzir fluxos tanto em regime normal como em contingência, são definidos índices de utilização da rede de transmissão para estas duas condições, que quando integrados conseguem repartir o custo fixo total do sistema de transmissão entre o acessante à transmissão e os usuários base, de uma forma mais justa e garantindo a remuneração dos investimentos da rede de transmissão.

No algoritmo implementado foi utilizada uma seleção de estados baseada em enumeração de contingências de transmissão, dado o alto esforço computacional requerido para uma análise de confiabilidade composta usando amostragem Monte Carlo. Uma alternativa para

se utilizar este tipo de seleção de estados seria obter as distribuições de probabilidade para o fluxo de potência ativa de todos os circuitos fazendo um agrupamento o *cluster* dos valores dos fluxos, mas este deverá ser suficientemente discretizado, a fim de se obter uma informação precisa com relação ao impacto produzido pelo acessante.

Contudo, pode-se afirmar que o cálculo dos custos das transações de transmissão utilizando a metodologia MMC é conceitualmente simples, apesar de que para o cálculo dos índices de utilização definidos, o esforço computacional seja relativamente alto, já que requer o processamento de fluxo de potência e análise de confiabilidade, tanto antes como depois de acomodar a transação, porém, isto não se constitui num limitante para sua aplicação dadas as ferramentas existentes atualmente para este tipo de análise.

No próximo capítulo a metodologia proposta, será aplicada para o cálculo dos custos de algumas transações numa configuração do sistema Sul brasileiro.

## CAPÍTULO 6.

### APLICAÇÃO DA METODOLOGIA MMC

#### 6.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, a metodologia MMC desenvolvida no presente trabalho é aplicada a um sistema real, visando calcular o custo de acesso ao sistema de transmissão considerando-se diversas transações, demonstrando-se deste modo, a viabilidade conceitual e computacional da metodologia proposta.

O sistema teste utilizado corresponde a uma configuração do sistema Sul brasileiro composto de 659 barras, e 1070 circuitos.

Inicialmente a MMC será validada através da apresentação dos custos obtidos para diversas transações. Posteriormente é feita uma comparação destes resultados com aqueles obtidos utilizando-se outras metodologias.

#### 6.2 CUSTO FIXO ASSOCIADO ÀS TRANSAÇÕES

Para o sistema teste descrito, são estudadas as transações especificadas na Tabela 6.1:

*Tabela 6.1 - Transações estudadas*

TRANSAÇÃO	DESCRIÇÃO
T1	Injeção de 100MW em Itá e retirada em Blumenau
T2	Injeção de 400MW em Itá e retirada em Gravataí
T3	Injeção de 50MW em Salto Osório e retirada em Joinville
T4	Injeção de 80MW em Alegrete e retirada em Jacuí
T5	Injeção de 80MW em Jacuí e retirada em Alegrete

Para cada uma dessas transações realizou-se uma avaliação de confiabilidade do sistema considerando-se contingências simples de transmissão em todos aqueles circuitos pertencentes às áreas elétricas onde a transação esta sendo realizada. Nesta avaliação de confiabilidade, o algoritmo executa a análise de desempenho dos diferentes estados do sistema

utilizando um fluxo de potência linearizado ótimo e ações de redespacho, reconfiguração e cortes de carga para eliminar as violações operativas quando seja necessário.

Na Tabela 6.2 é apresentado o custo fixo associado a cada uma destas transações, utilizando-se a MMC. Para maior clareza, são separadas as parcelas correspondentes à avaliação em regime normal e à avaliação em contingência. Os valores do custo são dados em [dólares / KW mensal].

*Tabela 6.2 - Custo fixo total*

TRANSAÇÃO	REGIME NORMAL (\$/KW-mês)	CONTINGÊNCIA (\$/KW-mês)	MMC (\$/KW-mês)
T1	0.51	0.94	1.45
T2	0.32	0.49	0.81
T3	1.09	1.14	2.23
T4	0.41	0.55	0.96
T5	1.07	0.78	1.85

Desta tabela, observa-se que em todos os casos, exceto T5, a parcela correspondente à análise em contingência é maior, o que mostra que o sistema possui folgas de capacidade que são utilizadas para suporte de contingências. Em T5 a parcela de custo correspondente ao fluxo de regime normal é dominante, pois as folgas de transmissão nesta parte do sistema praticamente inexistem.

Com relação às transações T4 e T5, destaca-se o fato de que a operação do sistema antes de se acomodar as transações, mostra que o fluxo de potência nestas regiões é no sentido Jacuí-Alegrete. Portanto, enquanto T4 beneficia o sistema aliviando a rede, T5 incrementa os fluxos na rede. Os resultados apresentados na Tabela 6.2 refletem esta situação, pois o custo do sistema existente alocado à transação T4 é menor do que o alocado à transação T5.

Conforme descrito no capítulo anterior, a parcela de custo correspondente à avaliação em contingência da MMC, corresponde a uma parcela de ajuste do valor calculado considerando-se unicamente os fluxos transportados em regime normal, para garantir assim a remuneração do custo total do sistema existente. Essa parcela de ajuste, em algumas propostas, tem sido calculada usando-se a metodologia do Selo Postal, produzindo resultados que levam a instabilidade dadas as características próprias desta metodologia.

Com o intuito de visualizar as diferenças dos resultados obtidos quando essa parcela de ajuste é calculada com a metodologia do Selo Postal e considerando os fluxos conduzidos pelos circuitos em contingência conforme proposto na MMC, apresenta-se na Tabela 6.3 os valores correspondentes a estes cálculos para todas as transações.

*Tabela 6.3 - Cálculo da parcela de ajuste com diferentes metodologias*

TRANSAÇÃO	REGIME NORMAL (\$/KW-mês)	PARCELA DE AJUSTE	
		Selo Postal (\$/KW-mês)	Contingência (\$/KW-mês)
T1	0.51	0.17	0.94
T2	0.32	0.17	0.49
T3	1.09	0.17	1.14
T4	0.41	0.17	0.55
T5	1.07	0.17	0.78

Observa-se como a parcela de ajuste usando o Selo Postal permanece constante para todas as transações, o que constata que esta metodologia não considera a operação do sistema, e portanto não leva em consideração nem a magnitude, nem as distâncias envolvidas na transação. A consideração da operação em contingência para o cálculo da parcela de ajuste, torna-se mais “justa” porque ela leva em conta a importância da margem de reserva dos circuitos para o suporte de contingências.

Note-se também que nestes casos, como os valores das transações são pequenos quando comparados com a demanda total do sistema, a parcela de ajuste obtida usando-se a metodologia do Selo Postal é baixo, e conseqüentemente o custo total da transação é inferior àquele calculado com a MMC. Na Figura 6.1 mostra-se a comparação dos custos totais obtidos para cada transação, quando usados os diferentes ajustes.



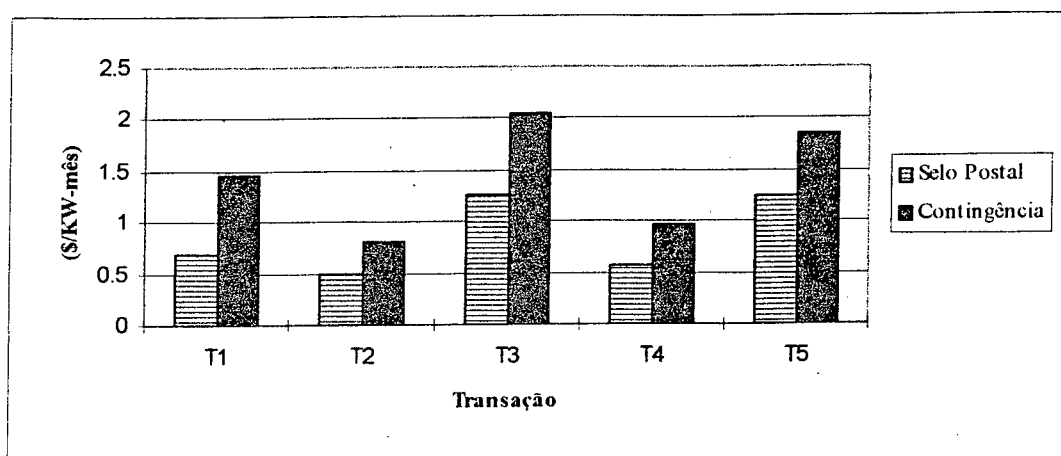


Figura 6.1 - Custo fixo total com parcela de ajuste calculada por diferentes metodologias

### 6.3 COMPARAÇÃO COM OUTRAS METODOLOGIAS

Tentando aferir os resultados obtidos para o custo fixo total de cada transação alocados usando a MMC, na Tabela 6.4 é apresentada uma comparação destes custos com os calculados usando-se as metodologias do Selo Postal e MW-milha estendido. Na Figura 6.2 observa-se graficamente esta comparação

Observe-se que os custos alocados pela metodologia do Selo Postal, são iguais para todas as transações independentemente das quantidades transportadas e da distância entre os pontos de injeção e retirada; além disso, os valores são muito baixos dado que as magnitudes das transações são pequenas em relação à demanda total do sistema.

O método do MW-milha estendido fornece, para todas as transações, valores de custo maiores do que as outras metodologias. Isto é devido principalmente, a que nesta metodologia, pequenas variações de fluxo num determinado circuito podem produzir alocações elevadas de custo, dependendo do valor do fluxo transportado por esse circuito, pois a percentagem de variação produzida por um acessante é proporcional ao fluxo resultante nesse circuito.

Esta situação não acontece na MMC, pois nesta metodologia a alocação do custo considerando o fluxo em regime normal é proporcional à capacidade do circuito, e como neste sistema a maioria dos circuitos apresentam folgas de capacidade, as alocações do custo em regime normal são pequenas.

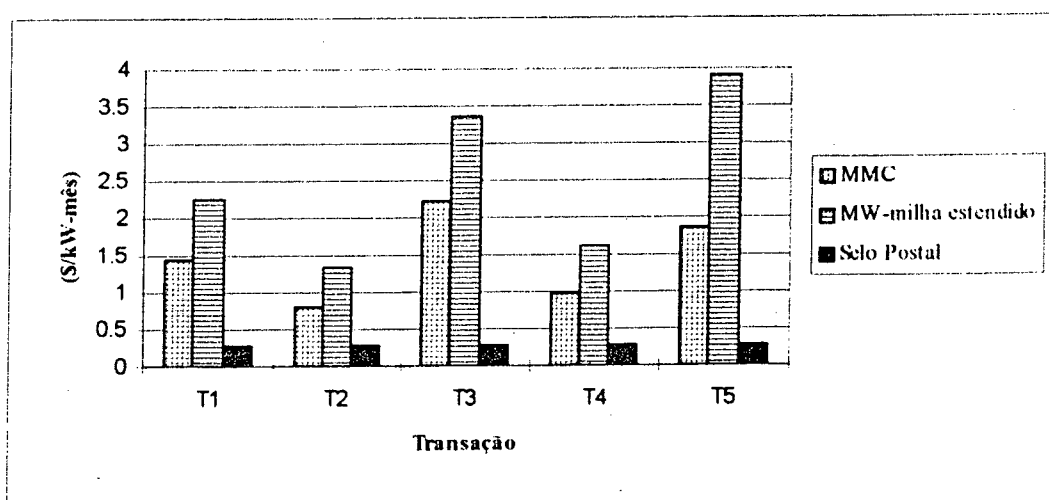
Para exemplificar, considere-se um circuito com uma capacidade de 100MW, que transporta um fluxo de 10MW antes de se acomodar a transação; agora suponha-se que o fluxo

neste circuito sofre uma variação de 2MW quando acomodada a transação. Com esses valores a alocação do custo ao acessante utilizando-se a metodologia do MW-milha estendido será 16.7% do custo total, enquanto a correspondente ao regime normal da MMC será 2%.

De outro lado, como a variação do fluxo em regime normal na presença da transação é pequena os valores esperados de incremento de fluxo em contingência são pequenos também, e por esta razão o custo total alocado utilizando-se a MMC é inferior ao alocado com MW-milha estendido.

*Tabela 6.4 - Custo fixo total por diferentes metodologias*

TRANSAÇÃO	MMC (\$/KW-mês)	MW-milha estendido (\$/KW-mês)	Selo Postal (\$/KW-mês)
T1	1.45	2.26	0.27
T2	0.81	1.34	0.27
T3	2.23	3.35	0.27
T4	0.96	1.62	0.27
T5	1.85	3.91	0.27



*Figura 6.2 - Custo fixo total calculado com diferentes metodologias*

## 6.4 SENSIBILIDADE DO CUSTO FIXO TOTAL COM VARIAÇÕES NA MAGNITUDE DA TRANSAÇÃO

Com o intuito de ilustrar o comportamento do custo fixo quando variada a magnitude da transação, na Tabela 6.6 são apresentados os resultados para diferentes valores da transação T1. Na Figura 6.3 são ilustrados estes valores.

Note-se que a parcela correspondente ao regime normal é constante, porém a parcela correspondente à análise em contingência é crescente até um certo valor a partir do qual começa a diminuir devido a que, nesse ponto a acomodação da transação faz com que hajam cortes de carga no sistema e portanto os fluxos resultantes nos circuitos são menores e conseqüentemente o custo calculado para a transação é menor.

Este comportamento faz com que a partir dos resultados obtidos com a MMC seja possível detectar o máximo valor de transação em que a confiabilidade do sistema não é afetada.

Tabela 6.5 - Custo fixo total para diversos valores da transação T1

VALOR (MW)	REGIME NORMAL (\$/KW-mês)	CONTINGÊNCIA (\$/KW-mês)	MMC (\$/KW-mês)
100	0.51	0.94	1.45
200	0.51	1.09	1.55
300	0.51	1.12	1.63
400	0.51	1.09	1.60
500	0.51	1.03	1.54

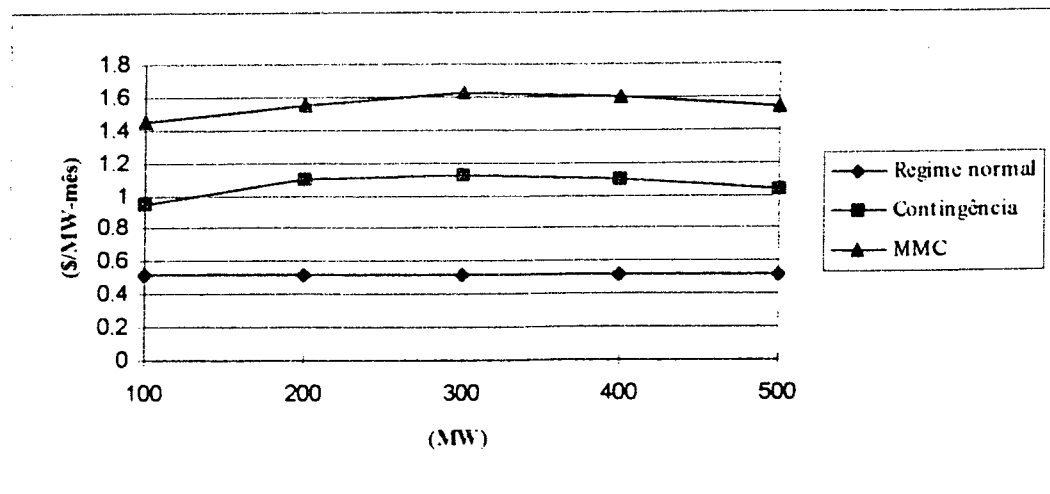


Figura 6.3 - Custo fixo para diversos valores da transação T1

Esta mesma sensibilidade foi realizada para a transação T2 e os resultados obtidos são mostrados na Tabela 6.6 e ilustrados na Figura 6.4.

Tabela 6.6 - Custo fixo total para diversos valores da transação T2

VALOR (MW)	REGIME NORMAL (\$/KW-mês)	CONTINGÊNCIA (\$/KW-mês)	MMC (\$/KW-mês)
400	0.32	0.49	0.81
450	0.32	0.56	0.88
500	0.32	0.57	0.89
550	0.32	0.58	0.90
600	0.32	0.59	0.91

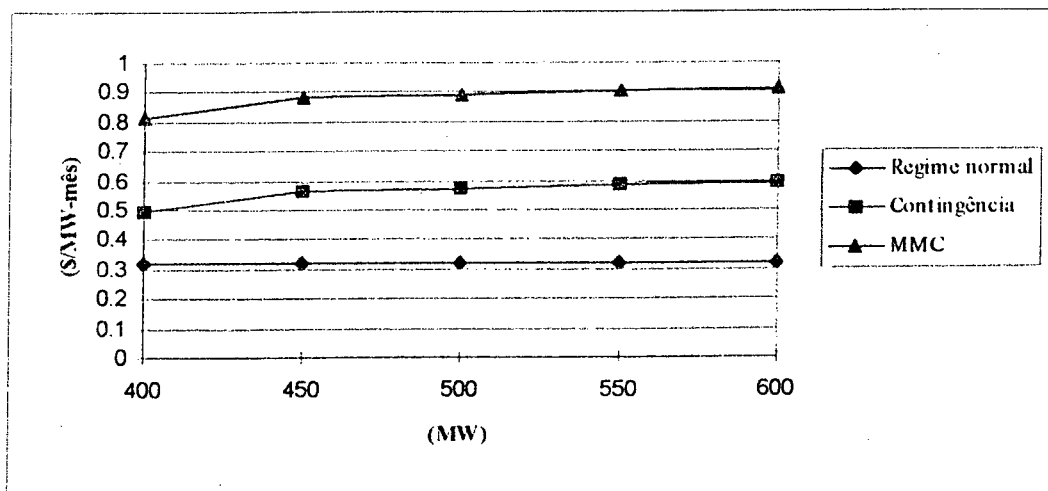


Figura 6.4 - Custo fixo para diversos valores da transação T2

Observe-se que para esta transação, o custo total é sempre crescente, o que indica que valores até 600 MW, não prejudicam a confiabilidade do sistema.

Ressalte-se entretanto que este resultado não corresponde à realidade do atual sistema Sul brasileiro, para o qual sabe-se que transações nesta parte do sistema prejudicam consideravelmente a confiabilidade do sistema em função do baixo nível de compensação reativa, o que não é detectado pela metodologia proposta, onde o modelo de fluxo de potência é o linearizado. Contudo, nada impede que esta metodologia seja melhorada considerando-se uma modelagem detalhada da rede com fluxo de potência AC. Evidentemente, isto implicará um maior esforço computacional.

## 6.5 DESEMPENHO COMPUTACIONAL

Como descrito no capítulo anterior para a avaliação de uma determinada transação utilizando-se a MMC é necessária a execução de um fluxo de potência ótimo DC e a análise de confiabilidade do sistema antes e depois de se acomodar a transação.

Os tempos utilizados nestes procedimentos dependem principalmente do tamanho do sistema e do número de contingências avaliadas na análise de confiabilidade.

Para a tomada dos tempos de CPU foram utilizados dois computadores pessoais, PC1 e PC2, com as características descritas a seguir:

- PC1 : PENTIUM-S, 100 MHz, 16 Mbytes de RAM e 512 Kbytes de memória cache.
- PC2 : 486 DX2, 66 MHz, 8 Mbytes de RAM e 256 Kbytes de memória cache

Na Tabela 6.7 são apresentados os tempos de CPU gastos para a avaliação de cada transação com a metodologia desenvolvida no presente trabalho. Na Figura 6.5 são ilustrados estes tempos.

Observa-se que em geral os tempos para a avaliação das transações são pequenos, fazendo factível o emprego desta metodologia. O incremento no tempo requerido para o processamento das transações T4 e T5, é devido que para a avaliação destas transações foram consideradas um maior número de contingências, pelo fato da transação abranger duas áreas elétricas diferentes.

*Tabela 6.7 - Tempo de CPU gasto para a avaliação de cada transação com a MMC*

TRANSAÇÃO	PC1 (segs)	PC2 (segs)
T1	25.1	48.5
T2	27.0	49.0
T3	24.8	48.0
T4	45.0	82.0
T5	45.0	82.0

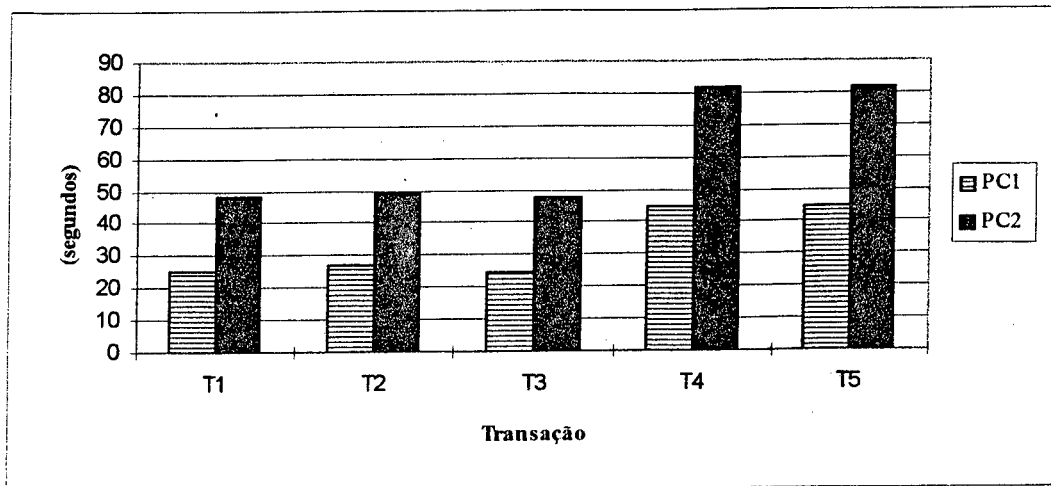


Figura 6.5 - Tempo de CPU gasto para a avaliação de cada transação com a MMC

## 6.6 CONCLUSÕES

Foi feita neste capítulo, a validação da metodologia proposta no presente trabalho através de sua utilização na valoração dos custos fixos para diversas transações num sistema real.

A comparação com outras metodologias permite constatar a consistência dos resultados obtidos e mostra as vantagens de se utilizar a MMC.

O desempenho em termos computacionais da metodologia desenvolvida no presente trabalho é considerado satisfatório, evidenciando a viabilidade de sua utilização.

Aprimoramentos ainda se fazem necessários, principalmente no relativo à consideração de contingências do tipo geração/transmissão através da utilização de uma seleção de estados baseada em amostragem Monte Carlo e à inclusão de uma modelagem detalhada do sistema utilizando-se um fluxo de potência AC.

## **CAPÍTULO 7.**

# **CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS**

### **7.1 CONCLUSÕES**

Neste trabalho foi desenvolvida uma metodologia para a alocação dos custos do sistema de transmissão entre os diferentes usuários, que considera o impacto das transações tanto em regime normal de operação quanto em contingência.

A necessidade do desenvolvimento desta metodologia é decorrente do processo de reestruturação na indústria de energia elétrica a nível mundial, onde a implantação de competição e a busca de maior eficiência econômica sugere a desagregação das atividades de geração, transmissão e distribuição. Neste novo paradigma, a atividade de transmissão mostra-se como o segmento onde a figura do monopólio aparece de forma natural, já que não é viável, nem econômico, construir sistemas independentes para cada par geração-carga. Portanto, é necessário definir regras claras para o uso compartilhado da rede de transmissão, e desenvolver modelos para valorar este serviço.

Evidenciou-se que para remunerar totalmente os custos de operação, manutenção e investimento da rede de transmissão, a tarifa a ser paga pelos usuários do sistema de transmissão deve incluir tanto a variação do custo de produção quanto o custo fixo do sistema existente.

As metodologias existentes para a definição desta tarifa foram apresentadas, sendo explicitadas as suas deficiências, algumas das quais são cobertas com a metodologia desenvolvida neste trabalho.

Reconhece-se que a utilização da teoria marginalista deve ser restrita à determinação dos custos de produção associados a uma determinada transação, pois como mostrado, as limitações inerentes a esta teoria impedem a sua utilização na determinação das tarifas totais a serem pagas pelo serviço de transmissão. Sendo assim, implementou-se uma metodologia para o cálculo do custo fixo do sistema de transmissão que consegue remunerar os custos totais do sistema de transmissão alocando estes custos de acordo com o grau de utilização que cada usuário faz dos diferentes circuitos tanto em regime normal de operação quanto em contingência.

A metodologia proposta pode ser classificada como sendo mais “justa” pois a mesma permite a valoração das margens de confiabilidade dos circuitos e deste modo, garante a operação adequada do sistema de transmissão dentro de um determinado critério de confiabilidade.

A aplicação da metodologia a um sistema real composto de 659 barras e 1070 circuitos, demonstrou a sua viabilidade conceitual e computacional, obtendo-se resultados consistentes. De outro lado, a comparação destes resultados com aqueles obtidos utilizando-se outras metodologias, permitiu salientar as vantagens da alocação dos custos com a MMC.

## 7.2 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

As principais contribuições do presente trabalho são:

- Estudo detalhado do processo de reestruturação da indústria de energia elétrica e sua implantação a nível mundial, incluindo as motivações de caráter econômico que tem levado ao acontecimento deste processo.
- Apresentação detalhada dos conceitos relacionados com as transações de transmissão e as metodologias existentes para sua valoração. Algumas destas metodologias foram implementadas computacionalmente.
- Estudo e aplicação da teoria dos custos marginais em sistemas elétricos de potência e no cálculo das tarifas associadas ao serviço de transmissão.
- Introdução e implementação computacional de uma metodologia para alocação dos custos fixos do sistema de transmissão, baseada no conceito da margem de confiabilidade.
- Inclusão do aspecto da confiabilidade numa metodologia para valoração do serviço de transmissão.

## 7.3 DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Conforme evidenciado ao longo deste trabalho a definição de uma metodologia para o cálculo da tarifa do *wheeling* que contemple todos os aspectos apontados é uma tarefa bastante complexa.



A seguir são sugeridas algumas melhorias à metodologia proposta no presente trabalho, e alguns tópicos que podem ser considerados em novas metodologias:

- Inclusão de uma análise de confiabilidade composta geração/transmissão usando uma seleção de estados baseada em amostragem Monte-Carlo.
- Consideração de diversos patamares de carga na avaliação das transações, para verificar a sensibilidade dos custos alocados com esta consideração.
- Implementação da metodologia desenvolvida considerando o modelo de fluxo de potência A.C., para assim levar em conta, além do aspecto da confiabilidade, o transporte de potência reativa.
- Investigar novas metodologias que considerem a transmissão de uma forma mais ampla, considerando, principalmente, os aspectos relacionados com o envio de sinais econômicos adequados aos diversos agentes. Neste sentido visualiza-se o uso de metodologias baseadas no custo marginal de longo prazo.
- Desenvolver metodologias que considerem transações simultaneas entre áreas elétricas e transações entre múltiplos produtores e múltiplos consumidores.
- Desenvolver metodologias que permitam determinar a capacidade de máxima transferência entre áreas.
- Investigar a consideração da confiabilidade como um Ancillary Service, ou seja, um produto a ser adquirido em separado pelos agentes.

# APÊNDICE A.

## TEORIA MICROECONÔMICA

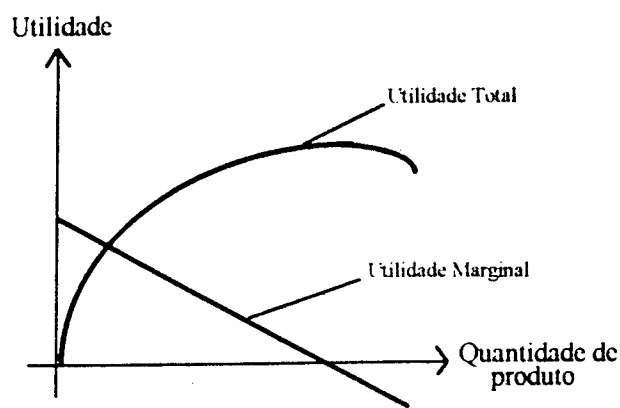
Neste apêndice é apresentada uma síntese dos principais conceitos da Teoria Microeconômica, os quais são fundamentais na implantação de um ambiente competitivo e no estabelecimento de tarifas dentro da indústria de energia elétrica [11,13].

### A.1 TEORIA DA DEMANDA DO CONSUMIDOR: ABORDAGEM PELA UTILIDADE

#### A.1.1 Utilidade total e utilidade marginal

Define-se utilidade como um número que representa o nível de satisfação que o consumidor alcança ao consumir determinado produto. Até determinado ponto, quanto maior a quantidade de mercadorias que o indivíduo consome por unidade de tempo, maior será a utilidade total que ele recebe. Enquanto a utilidade total cresce, a utilidade marginal, ou seja, a utilidade extra recebida de cada unidade adicional da mercadoria, decresce.

A um determinado nível de consumo, a utilidade total recebida pelo indivíduo no consumo da mercadoria atingirá um máximo e a utilidade marginal será zero. Este é o ponto de saturação. As unidades adicionais da mercadoria fazem com que a utilidade total caia e a utilidade marginal venha a ser negativa em virtude de problemas de estoques ou problemas de desperdício.



*Figura A.1 - Curvas de utilidade total e utilidade marginal*

## A.1.2 Equilíbrio do consumidor

O objetivo do consumidor racional é o de maximizar a utilidade total ou satisfação que ele obtém ao utilizar a sua renda. O consumidor atinge o seu objetivo, ou está em equilíbrio, quando sua renda é alocada entre os produtos, de forma que, para cada produto comprado, a utilidade marginal do produto seja proporcional a seu preço. Considerando duas mercadorias  $x$  e  $y$ , isto pode ser expresso matematicamente, por:

$$\frac{MU_x}{P_x} = \frac{MU_y}{P_y} \quad (A.1)$$

havendo a seguinte restrição

$$P_x Q_x + P_y Q_y = M \quad (A.2)$$

onde:

$MU_x, MU_y$  - utilidade marginal das mercadorias  $x$  e  $y$ ;

$P_x, P_y$  - preço das mercadorias  $x$  e  $y$ ;

$Q_x, Q_y$  - quantidade de mercadorias  $x$  e  $y$ ;

$M$  - renda monetária do consumidor.

## A.2 TEORIA DA DEMANDA DO CONSUMIDOR: ABORDAGEM PELA CURVA DE INDIFERENÇA

### A.2.1 Curvas de indiferença

Uma curva de indiferença mostra as várias combinações das mercadorias  $x$  e  $y$ , as quais proporcionam igual utilidade ou satisfação ao consumidor. Uma curva mais alta indica uma grande quantidade de satisfação e uma curva mais baixa, menor satisfação. Assim, na Figura A.2 os pontos sobre a curva de indiferença II, indicam maior satisfação que os pontos na curva de indiferença I, mas menor satisfação que os pontos na curva de indiferença III.

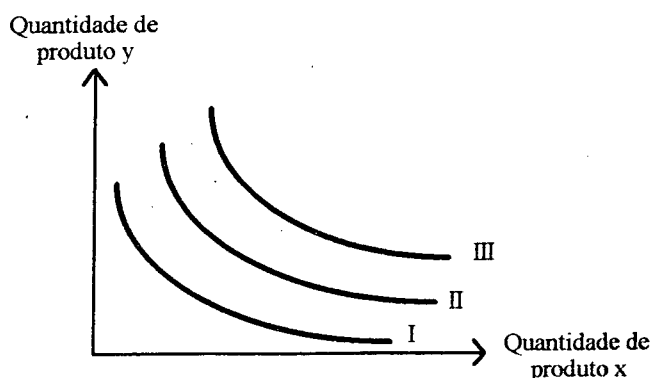


Figura A.2 - Curvas de indiferença

### A.2.2 Linha de limitação orçamentária

A linha de limitação orçamentária mostra todas as combinações diferentes de duas mercadorias que um consumidor pode comprar para determinada renda e preços das mesmas.

### A.2.3 Equilíbrio do consumidor

O consumidor está em equilíbrio quando, limitados renda e preço, ele maximiza a utilidade ou satisfação totais com seus gastos. Em outras palavras, o consumidor está em equilíbrio quando, dada a sua linha orçamentária ele adquire a curva de indiferença mais alta possível.

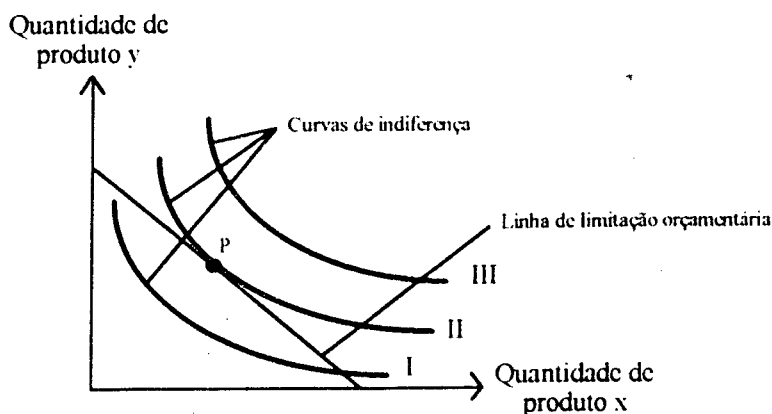


Figura A.3 - Equilíbrio do consumidor

Na Figura A.3 o consumidor desejará obter a curva de indiferença III; entretanto, sua renda não o permite, assim como os preços. Para maximizar a satisfação, a curva II é a mais alta que o indivíduo pode usar em virtude de sua limitação orçamentária (Ponto P na curva).

### A.2.4 Curva de preço-consumo e curva de demanda do consumidor

Variando o preço do produto  $x$  e mantendo constante o preço do produto  $y$  e a renda do consumidor, pode-se definir a curva de preço-consumo de  $x$  como a curva que une os pontos de equilíbrio do consumidor resultante da variação somente do preço de  $x$ . Na Figura A.4, a curva preço-consumo do produto  $x$  corresponde à curva  $abc$ . A curva da demanda do consumidor por  $x$  mostra a quantidade que o consumidor comprará aos vários preços de  $x$ .

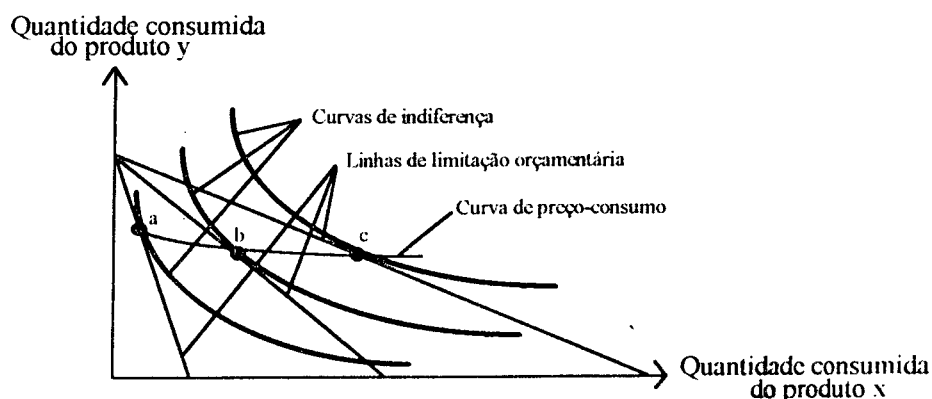


Figura A.4 - Curva de preço-consumo

### A.2.5 Elasticidade-Preço da demanda ( $E$ )

O coeficiente chamado elasticidade-preço da demanda mede a variação percentual da quantidade consumida de um produto, resultante de uma dada variação percentual no preço deste produto.

$$E = \frac{\frac{\Delta Q}{Q}}{\frac{\Delta P}{P}} = \frac{\Delta Q}{\Delta P} * \frac{P}{Q} \quad (A.3)$$

onde:

$\Delta Q$  - variação da quantidade consumida;

$\Delta P$  - variação do preço.

## A.3 TEORIA DA PRODUÇÃO

### A.3.1 Função de produção

Uma função de produção é a relação entre as quantidades dos vários insumos usados em cada período de tempo e a máxima quantidade de mercadoria que pode ser produzida naquele período. Na parte superior da Figura A.5 apresenta-se uma função de produção com somente um insumo variável.

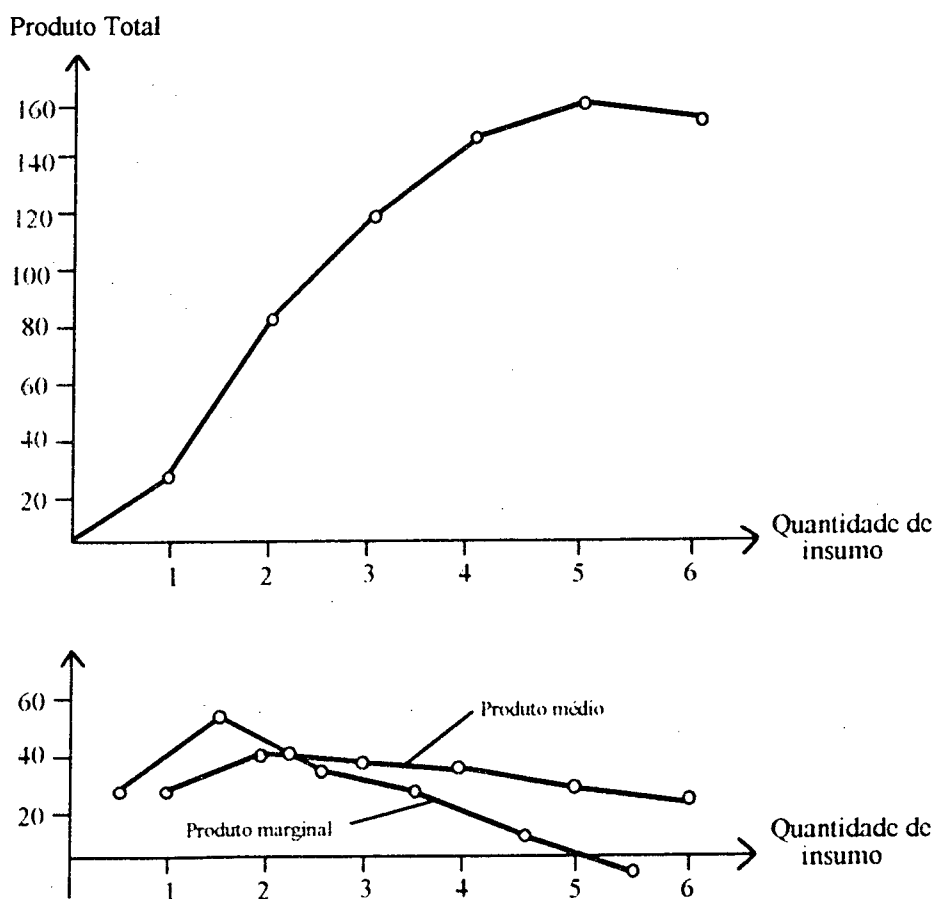


Figura A.5 - Função de produção - Produto médio e Produto marginal

### A.3.2 Produto médio e produto marginal

O produto médio de um insumo é o produto total dividido pela quantidade daquele insumo usada em sua produção. De outro lado, o produto marginal de um insumo é a variação

proporcionado ao produto total pela variação de uma unidade do insumo considerado. Estes conceitos são ilustrados na parte inferior da Figura A.5.

### A.3.3 Curvas de produto médio e produto marginal

Definidos os conceitos de função de produção, produto médio e produto marginal, pode-se apresentar a Lei dos Rendimentos Decrescentes. Esta lei diz que, quando iguais incrementos de um insumo são adicionados, com as quantidades de outros insumos mantidas constantes, os incrementos resultantes de produção decrescem a partir de um determinado ponto. Ou seja, o produto marginal do insumo decresce a partir daquele ponto. Na Figura A.5 ilustra-se também esta lei, pois o produto marginal cai a partir da terceira unidade de insumo utilizado.

### A.3.4 Isoquantas

Uma isoquanta é uma curva mostrando todas as possíveis combinações eficientes de insumos que permitem a produção de uma determinada quantidade de mercadoria. Uma alta isoquanta refere-se a uma maior quantidade de produção e uma mais baixa, a uma menor quantidade de produto.

Assim, supondo como insumos variáveis o trabalho e o capital observa-se na Figura A.6, as várias combinações destes dois insumos que permitem a produção de 100, 200 e 300 unidades de uma certa mercadoria.

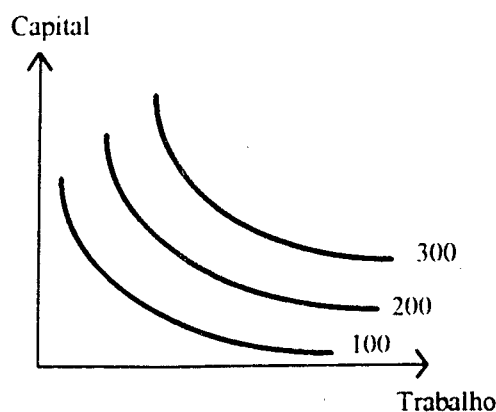


Figura A.6 - Isoquantas

### A.3.5 Linha de isocustos

Uma linha de isocustos é o conjunto de pontos representando combinações de insumos que podem ser adquiridos com um dado desembolso total.

### A.3.6 Equilíbrio do produtor

Um produtor está em equilíbrio quando maximiza a sua produção para um gasto total dado. Para maximizar a produção a um dado custo, a empresa deve produzir no ponto da correspondente linha de isocusto situado na mais alta isoquanta, ponto *P* na Figura A.7.

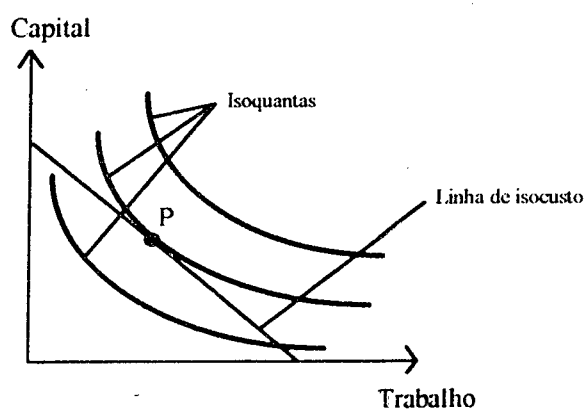


Figura A.7 - Equilíbrio do produtor

Nesta condição:

$$\frac{MP_T}{MP_C} = \frac{P_T}{P_C} \quad (A.4)$$

Onde:

$MP_T, MP_C$  - produto marginal do trabalho e do capital;

$P_T, P_C$  - custos do trabalho e do capital.

## A.4 CUSTOS DE PRODUÇÃO

### A.4.1 Curva de custo total de curto prazo

No curto prazo, um ou mais (não todos) insumos são dados em quantidades fixas. Custo fixo total refere-se aos custos comprometidos pela empresa com seus insumos fixos (não



dependem da quantidade produzida). Custos variáveis totais são os custos associados aos insumos variáveis (variam com a quantidade produzida). Os custos totais são a soma entre os custos fixos e os custos variáveis totais.

### A.4.2 Custos unitários e custos marginais

O custo fixo unitário, o custo variável unitário e o custo unitário são iguais respectivamente ao custo fixo total, ao custo variável total e ao custo total divididos pela quantidade produzida. O custo marginal é igual à variação no custo total, por unidade de variação na produção.

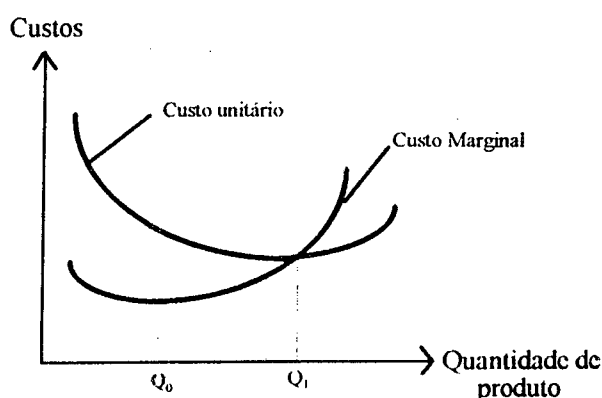


Figura A.8 - Custos unitários e Custos Marginais

Note-se na Figura A.8 que a curva de custo marginal alcança um mínimo num ponto inferior ao custo médio ( $Q_0$ ) e sua porção crescente intercepta a curva de custo unitário em seu ponto mínimo ( $Q_1$ ). Logo, no mínimo da função custo unitário, o custo marginal é igual ao custo unitário.

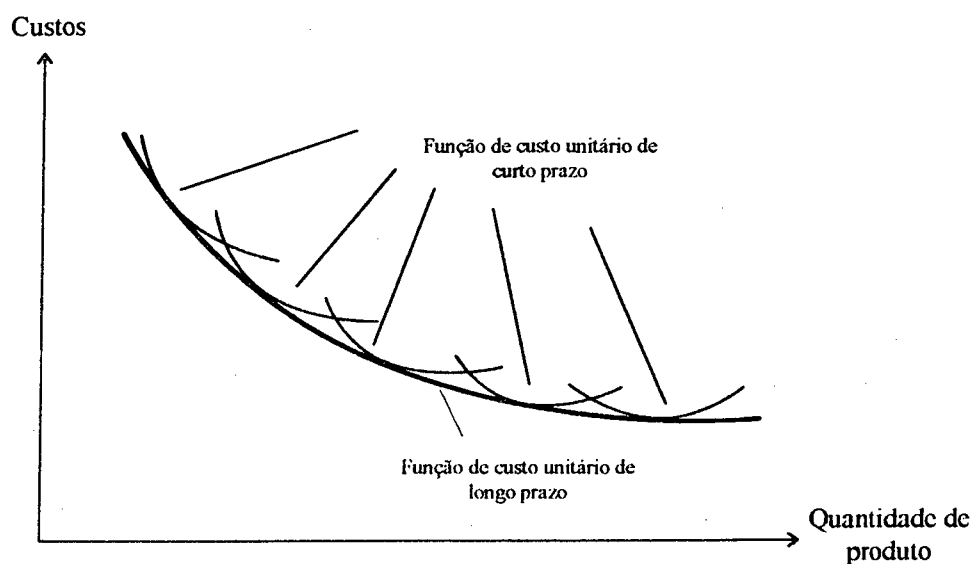
### A.4.3 Curva de custos unitários de longo prazo

No longo prazo, todos os insumos são variáveis e a empresa pode construir qualquer escala ou tipo de planta.

A curva de custo unitário de longo prazo apresenta o custo unitário mínimo para a produção de cada quantidade de mercadoria, quando qualquer escala desejada de planta pode ser construída. Esta curva está dada por uma curva tangente às funções de custos unitários de curto prazo, nos pontos em que as plantas correspondentes às funções de curto prazo são ótimas. Estas curvas são ilustradas na Figura A.9.

#### A.4.4 Curva de custo marginal de longo prazo

O custo marginal de longo prazo mede a variação no custo total de longo prazo (produto entre os custos unitários de longo prazo e as quantidades) por variação unitária na produção.



*Figura A.9 - Função de custos unitários de longo prazo*

## APÊNDICE B.

### TEORIA DE PROGRAMAÇÃO LINEAR

A finalidade da programação linear é satisfazer da melhor forma possível um determinado objetivo, sendo que existem limitações ou restrições. Tanto o objetivo quanto as restrições são traduzidas por relações funcionais de tipo linear [28, 29].

Matematicamente um problema de programação linear (PL), pode ser representado como:

$$\begin{aligned} z &= \text{Max } c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n \\ \text{sujeito a} & \\ & a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n \leq b_1 \\ & a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n \leq b_2 \\ & \dots \\ & a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n \leq b_m \\ & x_1, x_2, \dots, x_n \geq 0 \end{aligned} \tag{B.1}$$

A função a ser maximizada (minimizada) designa-se por função objetivo, onde seus coeficientes  $c_1, c_2, \dots, c_n$  são conhecidos como coeficientes de custo e  $x_1, x_2, \dots, x_n$  são as variáveis de decisão (não negativas) a serem determinadas. As equações e inequações lineares designam-se por restrições, sendo que os coeficientes  $a_{ij}$  para  $i = 1, 2, \dots, m$ ,  $j = 1, 2, \dots, n$  formam a matriz  $A$  de restrições e o vetor coluna cuja  $i$ -ésima coluna é  $b_i$ , é conhecido como vetor de recursos.

Em geral, o problema de programação linear consiste na determinação de um vetor que, dentro do conjunto de vetores satisfazendo todas as restrições (região viável), maximize (minimize) a função objetivo.

O problema (B.1) pode ser expresso usando notação matricial como mostrado a seguir. Considere-se o seguinte problema na forma padronizada:

$$\text{Maximizar } \sum_{j=1}^n c_j x_j \quad (B.2)$$

$$\text{Sujeito a } \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j = b_i \quad i = 1, \dots, m \quad (B.3)$$

$$x_j \geq 0 \quad j = 1, \dots, n \quad (B.4)$$

Denote-se o vetor linha  $(c_1, c_2, \dots, c_n)$  por  $c$ , e considere-se os seguintes vetores  $x$  e  $b$ , e a matriz  $A$  ( $m \times n$ ):

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad b = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_m \end{bmatrix} \quad A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ a_{m1} & a_{m2} & \dots & a_{mn} \end{bmatrix}$$

Então, na forma matricial, o PL será escrito assim:

$$\text{Maximizar } z = cx$$

$$\begin{aligned} \text{Sujeito a } Ax &= b \\ x &\geq 0 \end{aligned} \quad (B.5)$$

## B.1 DEFINIÇÕES BÁSICAS

A seguir serão apresentadas algumas definições básicas relacionadas com o problema de programação linear:

- solução básica viável para o PL: é um vetor  $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$  que satisfaz as equações (B.3) e (B.4);
- matriz base: é uma matriz ( $m \times m$ ), não singular formada por um conjunto de colunas da matriz  $A$ ;
- solução básica para um PL: é um vetor único determinado pela escolha de uma matriz base, tal que, todas as  $(n-m)$  variáveis correspondentes às colunas da matriz  $A$  não colocadas na base, assumam valor zero e o sistema de equações resultante seja resolvido para  $m$  variáveis. Assim:

Maximizar  $z = cx$

$$\text{Sujeito a } \begin{matrix} [B & : & N] \begin{bmatrix} x_B \\ x_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \\ \end{bmatrix} \\ \downarrow & & \downarrow & & \downarrow \\ A & & x & & b \end{matrix} \quad (B.6)$$

onde:

- $B$  - matriz ( $m \times m$ ) inversível, denominada matriz base;
- $N$  - matriz  $m \times (n-m)$ ;
- $x_B$  e  $x_N$  - solução básica do PL;

- solução básica viável: é uma solução básica onde todas as variáveis são não negativas ( $x_B \geq 0$ );
- solução ótima: é uma solução viável que também maximiza  $z$ ;
- correspondência entre solução básica viável e pontos extremos da região viável: um vetor  $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$  é uma solução básica viável do PL, se e somente se, este vetor é um ponto extremo da região viável.

## B.2 ALGORITMO DE SOLUÇÃO

O Método Simplex desenvolvido desde 1947 por George B. Dantzig, é atualmente a ferramenta mais popular para resolver problemas de programação linear. Essencialmente este método consiste na busca de pontos extremos da região viável, na direção de aumento (ou diminuição) da função objetivo até a obtenção do ponto ótimo.

Como mostra a equação (B.6), a matriz  $A$  de coeficientes pode ser particionada em duas matrizes  $B$  e  $N$ . Então, cada matriz base  $B$ , tem associada uma solução básica (que corresponde a um novo ponto extremo na região viável), dada por:

$$x_B = B^{-1}b \quad x_N = 0 \quad (B.7)$$

Com esta solução, o valor da função objetivo do problema (B.5) pode ser calculado como:

$$z = c^T x = c_B B^{-1} b \quad (B.8)$$

onde:

$c_B$  - vetor de custos associados às variáveis cujos coeficientes pertencem à base  $B$ .

Verifica-se se esta solução corresponde à ótima, mediante o cálculo dos fatores de custo relativos  $\bar{c}_j$ , para cada variável não básica, assim:

$$\bar{c}_j = c_j - \sum_{i=1}^m \pi_i a_{i,j} \quad (B.9)$$

Caso se cumpra  $\bar{c}_j \leq 0$  (problema de maximização) para todo  $j=m+1, n$ , conclui-se que a solução (B.8) é a solução ótima. De outra forma, é preciso obter uma nova base e repetir o processo até obter a solução ótima do PL.

$c_B B^{-1}$  é conhecido como o vetor de multiplicadores simplex associado à base  $B$ :

$$c_B B^{-1} = \pi = (\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_m) \quad (B.10)$$

Os valores  $\pi_i$  representam a taxa de variação da solução ótima com relação a variações incrementais de cada recurso  $b_i$ ,  $i=1, \dots, m$

$$\pi_i = \frac{\partial z}{\partial b_i} \quad (B.11)$$

### B.3 DUALIDADE EM PROGRAMAÇÃO LINEAR

Associado a cada problema de programação linear (primal), existe outro conhecido como o problema dual. O problema dual do PL (B.1) é dado por:

$$\text{Min } w = b_1 \pi_1 + b_2 \pi_2 + \dots + b_m \pi_m$$

sujeito a

$$a_{11} \pi_1 + a_{21} \pi_2 + \dots + a_{m1} \pi_m \geq c_1$$

$$a_{12} \pi_1 + a_{22} \pi_2 + \dots + a_{m2} \pi_m \geq c_2$$

...

$$a_{1n} \pi_1 + a_{2n} \pi_2 + \dots + a_{mn} \pi_m \geq c_n$$

(B.12)

$$\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_m \geq 0$$

A Tabela B.1. mostra a correspondência entre as quantidades dos problemas primal e dual.

*Tabela B.1 - Correspondência entre os problemas primal e dual*

PRIMAL	DUAL
Objetivo: maximizar	Objetivo: minimizar
Dimensão: $n$ variáveis, $m$ restrições	Dimensão: $m$ variáveis, $n$ restrições
Matriz de coeficientes: $A$	Matriz de coeficientes: $A^T$
Vetor de recursos: $b$	Vetor de recursos: $c$
Coefficientes de custos da função objetivo: $c$	Coefficientes de custos da função objetivo: $b$
Restrições de igualdade (=)	Variáveis $\pi_i$ irrestritas
Restrições de desigualdade ( $\geq$ )	Variáveis $\pi_i > 0$
Variáveis $x_j \geq 0$	Restrições $\pi_i a_{i,j} \geq 0$

Algumas propriedades fundamentais dos problemas primal e dual, são:

- Se  $x^* = (x_1, x_2, \dots, x_n)^T$  e  $\pi^* = (\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_m)^T$  são soluções viáveis para os problemas primal e dual respectivamente, tais que:

$$\sum_j c_j x_j^* = \sum_i b_i \pi_i^* \quad (B.13)$$

então,  $x^*$  e  $\pi^*$  são as soluções ótimas do primal e dual respectivamente.

- Para qualquer par de problemas duais, a existência de solução ótima finita para um deles garante solução ótima finita para o outro e os respectivos valores da função objetivo são iguais, isto é  $z = w$ .

A principal justificativa do estudo da teoria da dualidade, é que esta teoria tem proporcionado avanços computacionais importantes na solução de PL em sistemas de grande porte, e além disso permite fazer uma análise econômica. Esta teoria tem sido amplamente utilizada na demonstração de algumas propriedades dos custos marginais

## APÊNDICE C.

### VALOR ESPERADO CONDICIONAL DE UMA VARIÁVEL ALEATÓRIA

Neste apêndice será deduzida uma expressão para o cálculo do valor esperado condicional de uma variável aleatória. Para a obtenção desta expressão é preciso a definição de alguns conceitos fundamentais relacionados com a teoria de probabilidade e particularmente com as variáveis aleatórias [30,31].

#### C.1 VARIÁVEL ALEATÓRIA

Uma variável aleatória (v.a.)  $X$ , é uma função que para cada ponto  $s$ , no espaço amostral  $S$ , associa um número (usualmente um número real). Note que por facilidade usa-se somente a letra  $X$  em lugar de  $X(s)$  para definir tal função.

O espaço amostral  $S$  é denominado domínio da v.a.  $X$ , e o conjunto de todos os números que são valores de  $X$  é denominado rango da v.a.  $X$ .

Se  $X$  é uma v.a. e  $x$  é um número real fixo, pode-se definir o evento  $A_x$ , como um subconjunto de  $S$ , formado por todos os pontos  $s$  aos quais a v.a.  $X$  associa o número  $x$ :

$$A_x = \{s: X(s) = x\} \quad (C.1)$$

e a probabilidade de  $A_x$  será:

$$p = P(A_x) \quad (C.2)$$

Uma melhor notação para  $A_x$  e sua probabilidade é:

$$[X = x] = \{s: X(s) = x\} \quad P[X = x] = P[\{s: X(s) = x\}] \quad (C.3)$$

A notação utilizada em (C.3) pode ser utilizada para definir outros tipos de eventos assim:

$$[X \leq x] = \{s: X(s) \leq x\} \quad P[X \leq x] = P[\{s: X(s) \leq x\}]$$



$$[X > x] = \{s: X(s) > x\} \quad P[X > x] = P[\{s: X(s) > x\}]$$

## C.2 FUNÇÃO DISTRIBUIÇÃO

Se  $X$  é uma v.a. e  $x$  é um número, a probabilidade  $P[X \leq x]$  é um número cujo valor depende de  $x$ . Em outras palavras, é uma função de  $x$ . Esta função é denominada Função Distribuição (ou Função Distribuição acumulada) da v.a. e é denotada por  $F(x)$  ou  $F_x(x)$ .

## C.3 VARIÁVEIS ALEATÓRIAS DISCRETAS

Uma v.a.  $X$  é do tipo discreto se sua função distribuição  $F(x)$ , desenvolve-se em saltos conforme a Figura C.1. As únicas contribuições não nulas para  $F(x)$  ocorrem num conjunto discreto de pontos  $x_0, x_1, x_2, \dots$ , de forma que a probabilidade dos valores não nulos constituem um conjunto da forma:

$$[X = x_i] \quad \text{para } i = 0, 1, 2, \dots, n \quad (C.4)$$

Dessa forma, pode-se definir uma função em  $x_i$  que tem o valor da discontinuidade da  $F(x)$  em cada  $x_i$ , sendo esta função denominada de Função Densidade de Probabilidade e definida por:

$$p(x) = P[X = x] \quad (C.5)$$

As propriedades desta função são:

- i.  $p(x) = 0$  em todos os pontos diferentes de  $x$
- ii.  $0 \leq p(x_i) \leq 1$
- iii.  $\sum_i p(x_i) = 1$
- iv.  $F(x) = \sum_{x_i \leq x} p(x_i)$

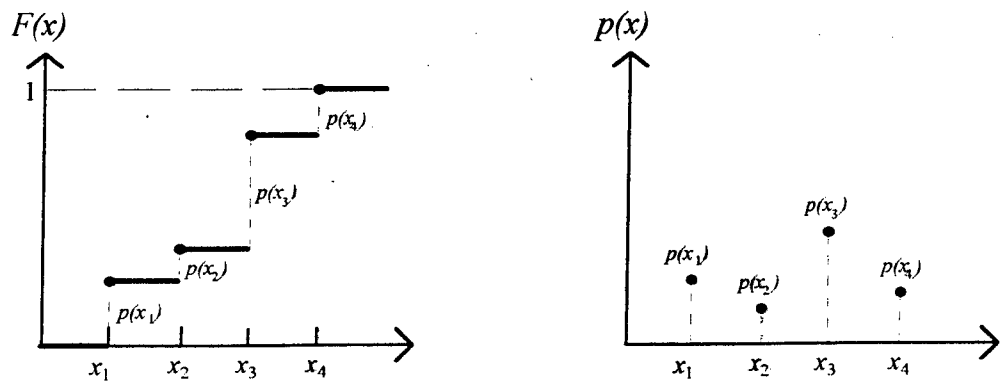


Figura C.1 - Funções Distribuição e Densidade de Probabilidade

### C.4 VARIÁVEIS ALEATÓRIAS CONTÍNUAS

Uma v.a.  $X$  é do tipo contínua se sua função distribuição  $F(x)$ ,

- i. é contínua,
- ii. possui derivada  $f(x) = (d/dx)F(x)$  para todos os valores de  $x$ , salvo possivelmente em um conjunto finito de pontos e
- iii. sua derivada é seccionalmente contínua.

Note-se que as probabilidades da forma  $P[X = x]$  são todas zero.

As funções densidade de probabilidade  $f(x)$  e distribuição de probabilidade  $F(x)$ , para uma v.a. contínua são definidas por:

$$f(x) = \frac{dF(x)}{dx} \tag{C.6}$$

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(t)dt \tag{C.7}$$

### C.5 DISTRIBUIÇÕES CONDICIONAIS

Seja  $B$  um evento arbitrário em um espaço amostral  $S$ , com  $P(B) > 0$ . A probabilidade de um evento  $A$  ocorrer, uma vez que  $B$  tenha ocorrido ou, em outras palavras, a probabilidade condicional de  $A$  dado  $B$ , escrita  $P(A|B)$ , é dada por:

$$P(A|B) = \frac{P(A \cap B)}{P(B)} \tag{C.8}$$

Considerando-se  $A$  e  $B$  em termos da v.a.  $X$ , define-se a distribuição condicional  $F(x|B)$  da v.a.  $X$  dado  $B$ , como a probabilidade condicional do evento  $[X = x]$ :

$$F(x|B) = P[X = x|B] = \frac{P[X = x, B]}{P(B)} \quad (C.9)$$

onde  $[X = x, B]$  é o evento consistente de todos os pontos  $s$  do espaço amostral  $S$ , tais que

$$X(s) = x \text{ e } s \in B \quad (C.10)$$

## C.6 VALOR ESPERADO

Se  $X$  é uma variável aleatória, então o valor esperado de  $X$ ,  $E[X]$ , é definido por

$$E[X] = \begin{cases} \int_{-\infty}^{\infty} xf(x)dx & \text{no caso contínuo} \\ \sum_i x_i P[X = x_i] = \sum_i x_i p_i & \text{no caso discreto} \end{cases} \quad (C.11)$$

O valor esperado condicional de uma v.a.  $X$ , dado um evento  $B$  pode ser calculado para o caso contínuo e o caso discreto a partir de (C.9) e (C.11) assim:

$$E[X|B] = \begin{cases} \int_{-\infty}^{\infty} xf(x|B)dx & \text{no caso contínuo} \\ \sum_i x_i P[X = x_i|B] = \sum_i x_i \frac{P[X = x_i, B]}{P(B)} & \text{no caso discreto} \end{cases} \quad (C.12)$$

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MARANGON, J.W. - "Metodologia para Análise e Avaliação do Custo do Acesso à Transmissão" - Tese de Doutorado - COPPE/UFRJ - Rio de Janeiro, Brasil - Abril de 1994.
- [2] PEREIRA, M.V.F. - "Methodologies for Transmission Cost Allocation" - Artigo apresentado no IV PMAPS (Probabilistic Method Applied to Power Systems) - Rio de Janeiro, Brasil - Setembro de 1994.
- [3] SHIRMOHAMMADI, D., RAJAGOPALAN, C., ALWARD, E., and THOMAS, C. - "Cost of Transmission Transactions: An Introduction" - IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 4, November 1991.
- [4] TEIXEIRA, J.C., CORRÊA, M.D.L. - "Metodologias para a Valoração das Transações de Transmissão de Cargas de Acessantes da Rede - A Experiência da CEMIG -" - Artigo apresentado no XIII SNPTEE (Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica) - Florianópolis, Brasil - Outubro de 1995.
- [5] HAPP, H.H. - "Cost of Wheeling Methodologies" - IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No.1 February 1994.
- [6] YU, C.W., DAVID, A.K. - "Pricing Transmission Services in the Context of Industry Deregulation" - 1996 IEEE PES Winter Meeting, Paper #96WM321-0 PWRS, Baltimore, MD - January 1996.
- [7] SHIRMOHAMMADI, D., VOJDANI, A. - "An Overview of Ancillary Services" - Artigo apresentado no V SEPOPE (Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning) - Recife, Brasil - Maio de 1996.
- [8] ALVARADO, F.L. - "Methods for the Quantification of Ancillary Services in Electric Power Systems" - Artigo apresentado no V SEPOPE (Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning) - Recife, Brasil - Maio de 1996.

- [9] GORENSTIN, B.G. - "Otimização Estocástica de Sistemas Hidrotérmicos Incluindo Redes de Transmissão" - Tese de Doutorado - COPPE/UFRJ - Rio de Janeiro, Brasil - Outubro de 1991.
- [10] RODRIGUES, A.P., DIAS, D.S. - *Estado e Energia Elétrica: experiências internacionais de desregulamentação e o caso brasileiro* - Rio de Janeiro, Brasil - 1994 - 147p.
- [11] BITU, R., BORN, P.H. - *Tarifas de Energia Elétrica: Aspectos Conceituais e Metodológicos* - São Paulo, Brasil - 1993 - 173p.
- [12] PUERTA, J.F., ARCELUZ, J.F. - "A Evolução dos Mercados de Energia Elétrica Rumo à Competição" - Artigo apresentado no 13º CIRED (Congresso Internacional de Distribuição de Energia Elétrica) - Bruxelas, Bélgica - Maio de 1995
- [13] SALVATORE, D. - *Microeconomia* - Mc Graw-Hill - São Paulo, Brasil - 1977 - pp 85-287.
- [14] CALOU, S.M. - "Privatização da Indústria da Eletricidade no Brasil: Uma Discussão Tomando a Experiência Britânica como Modelo" - Artigo apresentado no Encontro Nacional da CIER/SPSE - Florianópolis, Brasil - 1992
- [15] RUDNICK, H., PALMA, R., FERNÁNDEZ, J.E. - "Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access" - IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 2, May 1995.
- [16] RUDNICK, H., VARELA, R., HOGAN, W. - "Evaluation of Alternatives for Power System Coordination and Pooling in a Competitive Environment" - 1996 IEEE PES Winter Meeting, Paper #96WM330-1 PWRS, Baltimore, MD - January 1996.
- [17] CAVARRUBIAS, A.J., MAIA, S.B. - "Reforms and Private Participation in the Power Sector of Selected Latin American and Caribbean and Industrialized Countries" - Latin American and the Caribbean Technical Department. Regional Studies Program. Report No. 33 - March 1994
- [18] CORREDOR, P.H., GÓMEZ, J.D., VILLEGAS, A. - "Cargos por Uso de la Red de Transmisión: Elemento de Decisión en el Planeamiento de la Expansión" - Artigo apresentado no V SEPOPE (Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning) - Recife, Brasil - Maio de 1996.

- [19] LEY ELÉCTRICA COLOMBIANA - Colombia - 1994
- [20] COMITÊ DE ADMINISTRAÇÃO DO SINTREL - "Metodologias para Valoração dos Custos das Transações de Transmissão" - Comissão Mixta GCOI/GCPS - Março de 1995.
- [21] SHIRMOHAMMADI, D., GRIBIK, P., LAW, E.T.K., MALINOWSKI, J.H., and O'DONELL, R.E. - "Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transactions" - IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 4, October 1989.
- [22] VIEIRA, X., PEREIRA, M.V.F., GORENSTIN, B.G., MELLO, J.C., MELO, A.C.G., PRAÇA, J.C.G. - "Transmission Planning in an Environment of Competition in Generation" - Artigo em processo de elaboração.
- [23] VIEIRA, X., PEREIRA, M.V.F., GORENSTIN, B.G., MELLO, J.C., MELO, A.C.G., GRANVILLE, S. - "Incorporation of Stranded Investments in Efficient Transmission Pricing Schemes" - Artigo em processo de elaboração.
- [24] PEREIRA, M.V.F., GORENSTIN, B.G., MOROZOWSKI, M., SILVA, J.B. - "Chronological Probabilistic Production Costing and Wheeling Calculations with Transmission Network Modeling" - IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 2, May 1992.
- [25] PEREIRA, M.V.F. - "Aplicação de Análise de Sensibilidade no Planejamento da Expansão de Sistemas de Geração/Transmissão" - Tese de Doutorado - COPPE/UFRJ - Rio de Janeiro, Brasil - Junho de 1985.
- [26] CEPEL, "Sistema Computacional NH2 para Análise de Confiabilidade de Sistemas Geração/Transmissão de Grande Porte - Manual do usuário" - Versão 3.0 - Março 1993.
- [27] EPRI, "Development of a Composite System Reliability Evaluation Program" - Volume 1: Methodology and Project Results - New York - August 1990.
- [28] LASDON, L.S. - "*Optimization Theory for Large Systems*" - The Macmillan Company - New York, 1970 - pp 5-52
- [29] BAZARAA, M.S., JARVIS, J.J., SHERALI, H.D. - "*Linear Programming and Network flows*" - Estados Unidos - 1977.

- 
- [30] PAPOULIS, A. - "*Probability, Random Variables, and Stochastic Processes*" - Estados Unidos - 1965 - pags 105, 207.
- [31] CLARKE, A.B., DISNEY, R.L. - "*Probability and Random Processes for Engineers and Scientists*" - Estados Unidos - 1970 - pp 50-75